

“VALIDACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE LA
METODOLOGÍA ECDA IMPLEMENTADA EN UN
OLEODUCTO MEDIANTE LA REVISIÓN Y VALORACIÓN DE
LOS RESULTADOS DE UNA INSPECCIÓN INTELIGENTE
REALIZADA POSTERIORMENTE”



MONOGRAFÍA PARA OBTENER EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD Y CORROSIÓN

PRESENTA:

JAVIER ALEXÁNDER ACOSTA CUBILLOS

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA

BOGOTÁ

2018

VALIDACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE LA METODOLOGÍA ECDA
IMPLEMENTADA EN UN OLEODUCTO MEDIANTE LA REVISIÓN Y
VALORACIÓN DE LOS RESULTADOS DE UNA INSPECCIÓN INTELIGENTE
REALIZADA POSTERIORMENTE

JAVIER ALEXANDER ACOSTA CUBILLOS

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA

TUNJA

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Tunja 15 de Noviembre de 2018

“La autoridad científica de la Facultad de Ingeniería, reside en ella misma, por lo tanto no responde por las opiniones expresadas en este trabajo de grado”

DEDICATORIA

A los seres que amo con todo mi corazón: Natalia, Andrés y Luz Marina por la luz con que me iluminan todos los días.

AGRADECIMIENTO

Gracias a mi familia, mis padres, mis hermanos, mi suegra, mi cuñada y mis amigos por sus oraciones y por el impulso que me dan para continuar adelante y luchar por mis sueños en todas las dimensiones.

CONTENIDO

MONOGRAFIA PARA OBTENER EL TITULO DE ESPECIALISTA EN GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD Y CORROSIÓN	1
DEDICATORIA	5
agradecimiento	6
Contenido	7
RESUMEN DE LA MONOGRAFIA/ INTRODUCCIÓN	11
INTRODUCCIÓN	12
1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	13
1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	13
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	13
2 JUSTIFICACIÓN	14
3 OBJETIVOS	15
3.1 Principal:	15
3.2 Específicos:.....	15
4 CAPITULO I: MARCO TEORICO / ESTADO DEL ARTE	16
5 CAPITULO II: MARCO METODOLOGICO.	19
1.1 Valoración ECDA	19
5.1 Inspección con Vehículo Instrumentado (ILI)	20
5.2 Correlación de resultados obtenidos en el ECDA con la inspección inteligente 20	
6 CAPITULO III: DESARROLLO DE LA MONOGRAFIA	21
6.1 Valoración ECDA	21
6.1.1 Preevaluación:	21
6.1.2 Inspecciones Indirectas:	26
6.1.3 Inspecciones Directas.....	31

6.2	Inspección con Vehículo Instrumentado (Fuga de Flujo Magnético – MFL).	40
6.3	Correlación inspección ECDA y MFL	41
6.4	VALIDACIÓN ECDA	52
7	CAPITULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	54
8	BIBLIOGRAFIA E INFOGRAFIA	55

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Características e Información Oleoducto de Estudio	21
Tabla 2: Regiones ECDA.....	25
Tabla 3: Criterios de categorización inspecciones indirectas.....	26
Tabla 4: Criterios de categorización de severidad total	31
Tabla 5: Criterios de Priorización	31
Tabla 6: Distribución de Indicaciones priorizadas por regiones ECDA	32
Tabla 7: Indicaciones Prioridad I (Atención Inmediata).....	32
Tabla 8: Indicaciones seleccionadas para inspección directa.....	33
Tabla 9: Resultados Inspección Directa.....	36
Tabla 10: Registro fotográfico de inspecciones directas.....	38
Tabla 11: Resultados Inspección directa anomalías ILI.....	48

LISTADO DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Resultados Inspecciones Indirectas (CIS, DCVG) y Resistividad KP 0+000 - 25+000.....	27
Gráfico 2: Resultados Inspecciones Indirectas (CIS, DCVG) y Resistividad KP 25+000 – 50+000.....	28
Gráfico 3: Resultados Inspecciones Indirectas (CIS, DCVG) y Resistividad KP 50+000 – 75+000.....	29
Gráfico 4: Resultados Inspecciones Indirectas (CIS, DCVG) y Resistividad KP 75+000 – 92+854.....	30
Gráfico 5: Profundidad de anomalías de corrosión exterior a lo largo del ducto....	40
Gráfico 6: Alineación de anomalías ILI, daños DCVG y potenciales de PC.....	43
Gráfico 7: Distribución de anomalías de corrosión exterior en función de la distancia a la junta	50
Gráfico 8: Distribución de la profundidad de la corrosión en función de la distancia a la junta	51

RESUMEN DE LA MONOGRAFÍA/ INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo se realiza una validación de la metodología Evaluación Directa de Corrosión Externa (ECDA) implementada en un oleoducto comparando los resultados obtenidos con las anomalías de corrosión exterior reportada por la inspección inteligente realizada un año después. Primero se presenta los resultados del ECDA a través del desarrollo de tres etapas: (1) pre-evaluación en donde se divide el sistema en sectores denominados regiones ECDA, (2) ejecución de las inspecciones indirectas: CIS y DCVG complementado con mediciones de resistividad del terreno y (3) inspecciones directas en donde no se encuentra corrosión relevante en la tubería. La etapa de post evaluación no fue desarrollada por parte del consultor. Posteriormente, se listan las anomalías de corrosión exterior identificadas por la inspección con vehículo instrumentado (Inspection In- Line: ILI). Luego, se alinean con base en las coordenadas las indicaciones identificadas en el ECDA con las de la corrida de inspección inteligente. Como resultado de la alineación se encuentra que solo dos indicaciones ECDA de las 276 presentan corrosión reportada por el ILI. Las restantes 134 anomalías de corrosión están en zonas no identificadas con el ECDA. AL revisar los resultados de inspecciones directas a anomalías de corrosión de mayor criticidad reportadas por la inspección inteligente se evidencio que la corrosión esta en la zona alrededor de la junta de unión de los tubos y bajo los manguitos termoencogibles, Por lo cual se revisa la tendencia de las anomalías de corrosión exterior y se muestra que está ubicadas de forma preferencial alrededor de la junta en la zona de instalación del manguito termoencogible y que las anomalías que presentan perdidas de espesor mayores al 20% se encuentran en su gran mayoría únicamente en esta región. Con lo cual se concluye que el mecanismo de corrosión que está ocurriendo bajo apantallamiento en los manguitos termoencogibles no permite la aplicación de ECDA en esta tubería y que la metodología ECDA aplicada no es válida para evaluar la integridad por corrosión exterior de este oleoducto y que siempre que se tenga una tubería con manguitos termoencogibles es más conveniente realizar la inspección inteligente como método de evaluación de integridad.

INTRODUCCIÓN

Dentro de las metodologías de valoración de integridad de líneas de transporte de hidrocarburos aceptadas por la industria se encuentra la Evaluación Directa de Corrosión Externa, ECDA por sus siglas en ingles. La metodología ECDA corresponde a lo planteado en la norma NACE RP0502 Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology¹ y es usada en aquellos casos en que no es viable realizar la inspección inteligente por razones tales como bajos flujos, no disposición de trampas de lanzamiento y/o recibo de raspadores, obstrucciones en la línea, cambios de diámetro entre otras. En el mundo aproximadamente el 50 % de las líneas de transporte de hidrocarburos no se pueden evaluar con la inspección inteligente, de tal forma que conocer la validez de la utilización del ECDA aporta a mejorar su implementación como valoración de integridad. Por tal motivo es importante valorar si la implementación de esta metodología ha cumplido el objetivo de valorar la integridad de una línea tal como se planteó como objetivo de la misma.

Con base en resultados reales obtenidos de forma independiente de un ECDA que fue llevado a cabo en un oleoducto en Colombia entre 2007 y 2008 y la inspección inteligente que se llevó a cabo en 2009 se puede validar si las premisas, análisis y conclusiones obtenidas durante la aplicación de la metodología ECDA fueron válidas y/o correctas en todas las regiones ECDA de forma total o parcialmente. Según la revisión realizada solo se encontró una línea de transporte de hidrocarburos con implementación de estas dos metodologías de valoración de integridad en un tiempo relativamente corto.

Este trabajo contribuye a responder las inquietudes que genera en los operadores la implementación de la metodología ECDA para valorar la integridad y puede ayudar a indicar conceptos, acciones y criterios que se deben tener en cuenta cuando se aplique esta metodología en líneas de Colombia.

¹ National Association Corrosion Engineer, NACE SP 502 Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology. 2010

1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

La cuestión indagada es determinar si la utilización del ECDA como metodología de valoración de integridad fue efectiva.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Para establecer la validez del ECDA en la valoración de integridad de la tubería, se debe dar respuesta a los siguientes interrogantes:

- ¿Fue la división en regiones ECDA la adecuada con base en la distribución de daños de corrosión exterior detectados por la inspección inteligente?
- ¿La clasificación y priorización dada a los hallazgos de las inspecciones indirectas fue consistente con el estado de la tubería y la densidad de las anomalías de corrosión exterior reportadas por la inspección inteligente?
- ¿Fue correcta la selección de las técnicas de inspección indirecta para valorar los sitios en donde se estaba presentando la corrosión externa en la tubería?
- ¿Los resultados obtenidos por la inspección inteligente en las diferentes regiones ECDA corresponde a anomalías de menor o igual criticidad con respecto a las inspeccionadas de forma directa durante la aplicación de la metodología ECDA?

En la medida en que la respuesta a cada uno de estos interrogantes sea afirmativa se puede ir confirmando si la implementación de ECDA en la línea en estudio es válida para valorar la integridad de la misma.

2 JUSTIFICACIÓN

En este estudio se va a realizar una validación de los resultados desarrollados con metodología ECDA mediante los resultados obtenidos por una inspección inteligente realizada posteriormente. Se pretende determinar si la utilización fue efectiva y si durante el periodo en el que no se contó con los resultados de la inspección inteligente fue confiable su valoración con respecto a la corrosión exterior. La metodología ECDA se utiliza en aquellas situaciones en la que no es factible la valoración de integridad de líneas de transporte de hidrocarburos mediante la inspección inteligente, en el mundo aproximadamente el 50 % de las líneas de transporte de hidrocarburos no se pueden evaluar con esta metodología², de tal forma que conocer la validez de la utilización del ECDA aportaría a mejorar la implementación de esta metodología como valoración de integridad.

De acuerdo con la revisión realizada solo encontré una línea de transporte de hidrocarburos en las cuales se ha aplicado las dos metodologías de valoración de integridad en un tiempo relativamente corto³ y por lo tanto me parece valioso aprovechar la información obtenida en la aplicación de las dos metodologías de valoración de integridad con una diferencia de un año.

Con la integración y posterior análisis de la información obtenida en el ECDA y en la inspección inteligente se puede identificar que información adicional pudo ser necesaria para la definición de regiones ECDA, confirmar que las técnicas de inspección indirecta utilizadas fueron efectivas en la identificación de los puntos de corrosión activos y por último, que el estado de integridad determinado por ECDA reflejaba el estado real de integridad de la tubería por corrosión exterior o que por el contrario subvaloraba la presencia de daños o anomalías y no permitía mitigar el riesgo de forma efectiva.

² Kishawy, H.A., Gabbar, H.A., 2010. Review of pipeline integrity management practices. Int. J. Press. Vessels Pip. 87 (7), 373–380.

³ Kim, Y. G., Won D. S., Song H. S., 2008. Validation of external corrosion direct assessment with inline inspection in gas transmission pipeline. In: 2008 NACE Corrosion Conference & Expo. Paper 08136.

3 OBJETIVOS

3.1 Principal:

- Evaluar si la metodología ECDA aplicada en un oleoducto fue efectiva para valorar la integridad por Corrosión Externa utilizando los resultados de una inspección inteligente realizada tiempo después.

3.2 Específicos:

- Determinar si la densidad de anomalías detectadas por el ILI en cada región ECDA era consistente con la estructuración de regiones ECDA.
- Determinar si las inspecciones indirectas seleccionadas en la metodología ECDA fueron efectivas para indicar los puntos de mayor susceptibilidad a la corrosión.
- Determinar si las premisas de comportamiento del sistema frente a la corrosión fueron válidas
- Corroborar si el resultado de metodología ECDA utilizado para evaluar la integridad para corrosión externa en su momento fue consistente con el resultado de la evaluación de integridad para corrosión externa determinada con inspección con vehículo instrumentado de MFL

4 CAPITULO I: MARCO TEÓRICO / ESTADO DEL ARTE

Oleoductos y gasoductos tienen un excelente registro de seguridad. Lo cual se debe a una combinación de un buen diseño, excelentes prácticas operacionales y materiales adecuados. No obstante, como cualquier estructura de ingeniería, los sistemas de transporte pueden ocasionalmente fallar. Los mayores causantes de las fallas en las tuberías alrededor del mundo son la interferencia por parte de terceros y la corrosión.⁴

El objetivo de cualquier operador de los sistemas de tubería de transporte es lograr el funcionamiento del sistema sin afectar a las personas, ni al medio ambiente, ni los clientes. De igual forma se deben satisfacer los requerimientos de los clientes y tener una tasa de retorno razonable a la inversión. La meta es operar sin errores, sin derramar hidrocarburos y sin incidentes de la tubería. Un programa de gestión de integridad proporciona los medios para mejorar la seguridad de los oleoductos y gasoductos.⁵

Con base en la prioridad determinada de la valoración de riesgos, un operador debe llevar a cabo la evaluación de integridad utilizando métodos adecuados a este propósito. Los métodos de evaluación de integridad que pueden usarse son la inspección en línea (ILI), las pruebas de presión, las evaluaciones directas u otras metodologías que demuestren su eficacia. El método de evaluación de integridad debe responder a las amenazas a las cuales es susceptible el segmento en valoración.⁶

ILI (Inspection in Line) es un método para valorar la integridad. Este método consiste en correr una o más herramientas de inspección interna que sea capaz de localizar y caracterizar anomalías en la tubería. La integridad de la tubería también puede ser evaluada por medio de una prueba hidrostática. En esta prueba se aísla un

⁴ Cosham, A. and Hopkins P. A New Industry Document Detailing Best Practices In Pipeline Defect Assessment. Fifth International Onshore Pipeline Conference Amsterdam, The Netherlands, December 2001.

⁵ American Petroleum Institute, API. STD 1160 Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. 2013

⁶ The American Society of Mechanical Engineers. ASME B31.8S Managing System Integrity of Gas Pipelines. 2012.

segmento de tubería y se reemplaza el producto con agua y presurizándolo al nivel de presión que esté por encima de la máxima presión de operación. Los defectos que fallen son reparados. Finalmente, la integridad para algunas amenazas específicas puede ser realizada por metodologías como la evaluación directa de corrosión externa (ECDA).⁷

La evaluación directa de corrosión externa (ECDA) según la práctica recomendada por NACE RP0502- 2002, consiste en un proceso estructurado para valorar la integridad de las líneas de transporte. Este proceso se lleva a cabo en cuatro etapas: en la primera etapa, Preevaluación, se recolectan datos históricos y actuales para determinar la factibilidad de ECDA, definir las regiones ECDA y seleccionar las herramientas de inspección indirecta. En la segunda etapa, inspección indirecta, se aplican las técnicas mediante recorridos sobre terreno, se alinean los resultados y se clasifican según su severidad. En la tercera etapa, correspondiente a la inspección directa se correlaciona y analiza los resultados de la inspección indirecta para priorizar los puntos en función de su severidad, y seleccionar los sitios a excavar. Posteriormente, se destapan las tuberías y se determina el grado de corrosión que presenta la misma. Por último, se lleva a cabo la post-evaluación, se analizan los datos recogidos en los tres pasos anteriores para evaluar la efectividad de la metodología ECDA y determinar los intervalos de reevaluación.⁸

En las técnicas de inspección indirecta que se pueden utilizar en la metodología se encuentran la inspección de potenciales paso a paso, denominado CIS por sus siglas en inglés y la identificación de daños de recubrimiento mediante la medición del gradiente de voltaje de corriente directa, llamado DCVG por sus siglas en inglés. La técnica CIS se utiliza para evaluar el estado de los sistemas de protección catódica con el objeto de identificar en que sectores se cumple o no alguno o todos los criterios de protección catódica establecidos en la Norma NACE SP0169/2007. La medición se realiza cortando por cortos periodos de tiempo y de forma cíclica la corriente que suministra el rectificador con un interruptor. Durante este ciclado se

⁷ American Petroleum Institute, API. STD 1160 Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. 2013

⁸ National Association Corrosion Engineer, NACE SP 502 Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology. 2010

realiza a pie un recorrido por encima del eje de la tubería midiendo el diferencial de potencial entre la tubería y el suelo.

Para la determinación de daño en el recubrimiento con la técnica de DCVG se aplica una señal de corriente directa a la tubería. Esto se puede lograr con la misma protección catódica si el pulso es el suficiente. En el punto donde exista un defecto en el recubrimiento y el acero se encuentre expuesto en contacto electrolítico con el suelo o el agua se genera un gradiente de voltaje en el suelo originado por el paso de la corriente hacia la tubería a través del terreno resistivo. Entre más grande sea el defecto en el recubrimiento mayor será el flujo de corriente hacia el mismo, y por lo tanto es mayor el gradiente de voltaje. Bajo esta premisa se categoriza la criticidad de los defectos del recubrimiento y se utiliza como criterio para establecer la necesidad de reparación del mismo. Bajo condiciones normales de polarización de la tubería en el punto del defecto por el sistema de protección catódica la corriente de protección fluiría hacia el tubo y si hay acero expuesto en un defecto recibirá esta corriente (actividad catódica o de protección). Pero si por el contrario, se está produciendo corrosión en la zona de acero expuesta (actividad anódica) la corriente fluiría en sentido contrario, desde la tubería hacia el terreno circundante.

5 CAPITULO II: MARCO METODOLÓGICO.

En el presente estudio se realizará un análisis y correlación de la información obtenida mediante la aplicación de dos metodologías de valoración de integridad en la misma línea de transporte. Esta línea es un tramo de 18" de 91 kilómetros de un oleoducto colombiano, construido en acero al carbono API 5LX65, tendido en una topografía montañosa, que maneja presiones de operación desde cero psi en el punto más alto hasta una presión de 2930 psi en operación en el sector de finalización del tramo. Entre el 2007 y el 2008 se realizó la valoración ECDA y a finales del 2009 se llevó a cabo la inspección inteligente.

1.1 Valoración ECDA

En la valoración ECDA, el consultor junto con el operador desarrollaron las tres etapas iniciales de la misma: preevaluación, inspecciones indirectas y evaluación directa. En la primera etapa correspondiente a la preevaluación realizaron las siguientes tres actividades: (1) establecieron la factibilidad de la aplicación del ECDA, (2) seleccionaron las técnicas de inspección indirecta y (3) definieron las regiones ECDA con base en la características de la tubería y construcción a lo largo del trazado (enterrada, aérea, cruces: subfluviales, encamisados, de carretera, aéreos, férreos), ubicación de válvulas, características del suelo, tipos de recubrimiento, especificaciones de los sistemas de protección catódica, condiciones de operación, daños, reparaciones, entre otros.

En la segunda etapa de las inspecciones indirectas llevaron a cabo: (1) inspección de potenciales paso a paso (CIS), (2) ubicación de daños de recubrimiento con el DCVG (Direct Control Voltage Gradient), (3) alineación de indicaciones identificadas en las inspecciones indirectas, (4) definición y clasificación de severidad de las indicaciones y (5) comparación de las indicaciones.

En la tercera etapa de las inspecciones directas desarrollaron: (1) selección y priorización de puntos de inspección, (2) excavación, valoración del daño e inspección visual de la corrosión en caso de existir, (3) cálculo del esfuerzo remanente y concepto sobre admisibilidad de daños.

En el trabajo en revisión no se realizó la última etapa de la postevaluación, por lo tanto dentro del desarrollo de la presente monografía se intentará con la información existente realizar esta etapa para poder llevar a cabo luego la comparación con los resultados de la inspección inteligente.

5.1 Inspección con Vehículo Instrumentado (ILI)

En el mes de abril de 2009 se realizó la inspección con vehículo instrumentado de fuga de flujo magnético (MFL). Esta inspección incluyó la georreferenciación de las anomalías detectadas y el reporte de las mismas incluye las dimensiones de largo, ancho, profundidad y ubicación en el tubo tanto horaria como con respecto a la junta de unión entre tubos.

5.2 Correlación de resultados obtenidos en el ECDA con la inspección inteligente

Las anomalías reportadas por el CIS, el DCVG y la inspección inteligente fueron ubicadas en el alineamiento de la tubería. Allí se identificó si las anomalías reportadas por el CIS y el DCVG fueron inspeccionadas y/o reparadas. Las indicaciones que no fueron reparadas se compararon con lo reportado por la inspección inteligente. Luego para cada región ECDA se identificaron cuantas anomalías se detectaron y si ellas eran de mayor criticidad que las identificadas e inspeccionadas en el ECDA para esta región. Para las anomalías identificadas como indicaciones de las inspecciones indirectas se compara si la clasificación de severidad dada es consistente con el resultado de la inspección inteligente. Con esta comparación se identifica si la conclusión del ECDA para valorar la integridad de la tubería era válido o no.

6 CAPITULO III: DESARROLLO DE LA MONOGRAFÍA

6.1 Valoración ECDA

A continuación se presenta la información que utilizó y los resultados que el estudio de implementación de la metodología ECDA arrojó en el oleoducto de estudio. Se presenta en las tres etapas. Para efectos de esta monografía la información fue graficada y organizada de tal forma que sirviera para el propósito de la misma.

6.1.1 Preevaluación:

De las variables indicadas por la norma NACE a tener en cuenta para realizar la pre-evaluación se analizaron los datos históricos referente a las características de la tubería, construcción, suelo y ambiente, control de corrosión, histórico de fallas de corrosión exterior y datos operacionales. Se obtuvieron los datos mostrados en la Tabla 1 con su respectivo rango de variabilidad.

Tabla 1: Características e Información Oleoducto de Estudio

Atributo	Valores / Datos
Grado de material	API 5L X65
Diámetro	18"
Espesor de pared	000+000 - 4+918: 0,469" / 4+918 - 20+750: 0,438" 20+750 - 24+189: 0,438" / 24+189 - 44+547: 0,469" 44+547 - 55+193: 0,625" / 55+193 - 63+950: 0,469" 63+950 - 92+850: 0,625"
Año de fabricación	1984
Método de fabricación de la tubería	Tubería con costura long, DSAW, ext biselados (BFW).
Tubería desnuda	No
Año de instalación	1985
Cambios o modificaciones en el trazado	Ninguno
Prácticas de construcción	Zanjado y tendido

Atributo	Valores / Datos
Ubicación de válvulas, abrazaderas, soportes, conexiones, acoples mecánicos, juntas de expansión, componentes de hierro gris, tie-ins, juntas aisladas.	Válvulas de Compuerta: 9+333/ 24+110/ 34+850/ 47+426/ 54+170 / 68+718 / 92+562 (1985) Válvulas Cheque: 48+750 (2007) Válvula de Drenaje: 15+610 (1985) Tubería en Marco H: 1+790 - 1+912; 18+810 - 18+827; 19+082 - 19+109; 19+ 993 - 20+313.
Localización de casing y métodos de construcción usados.	Cruce de Vía 20+120
Profundidad de cobertura	Entre 1,2 y 3 m.
Secciones bajo agua; cruces de ríos	Cruces de Quebrada: 0+908 / 6+057 - 6+156 / 9+230 - 9+258 / 5+253 / 8+318 / 13+940 / 15+620 / 31+643 / 32+425 / 32+577 / 34+520 / 38+235 / 49+613 / 53+805 Cruce de Ríos: 47+453 - 47+465
Ubicación de ríos, cargas y anclajes sobre la tubería	20+800 - 20+820 (Cruce Quebrada)
Proximidad a otras líneas, estructuras, líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje, y cruces férreos	69+515 / 68+850/ 71+662
Cruces con Vías Pavimentadas	12+423-12+430 / 18+750-18+757 / 20+534-20+541 24+086-24+094 / 47+439-47+447 / 49+429-47+433 92+279-92+287
Características del suelo/tipos	0+000 - 3+950: Areniscas. 3+950 - 11+850: Coluvión (arcilla). 11+850 - 18+750: Chert y Dep Ladera. 18+750 - 24+065: Arcillolitas. 24+065 - 33+050: Aluviones y Terrazas. 33+050 - 44+750: Areniscas 44+750 - 49+613: Aluviones y Coluvión. 49+613 - 58+850: Depositos de Ladera. 58+850 - 72+750: Limolitas y arcillolitas. 72+750 - 79+750: Aluviones y Terrazas. 79+750 - 93+900: Arcillolitas.
Topografía	0+000 - 0+908: Ladera abajo. 0+908 - 2+750: Ladera arriba. 2+750 - 9+550: Ondulado. 9+550 - 20+750: Ladera Arriba 20+750 - 47+600: Ladera abajo 47+600 - 52+550: Ladera arriba 52+550 - 53+805: Ladera abajo. 53+805 - 58+350: Ladera arriba. 58+350 - 73+250: Ladera abajo. 73+250 - 81+750: Ladera arriba. 81+750 - 92+900: Ondulado

Atributo	Valores / Datos
Uso del suelo (presente/pasado)	0+000 - 20+750: (Sin Cobertura: 4%, Estrato Herbáceo: 48%, Estrato Arbóreo: 44%, Rastrojo: 7%); 20+750 - 36+972: (Sin Cobertura: 1%, Estrato Herbáceo: 78%, Estrato Arbóreo: 16%, Rastrojo: 4%, Cultivos: 1%), 36+972 - 37+750: (Sin Cobertura: 40%, Estrato Herbáceo: 43%, Estrato Arbóreo: 13%, Cultivos: 4%) 37+750 - 47+600: (Sin Cobertura: 5%, Estrato Herbáceo: 66%, Estrato Arbóreo: 16%, Rastrojo: 11%, Cultivos: 4%) 47+600 - 52+550: (Sin Cobertura: 4%, Estrato Herbáceo: 34%, Estrato Arbóreo: 27%, Rastrojo: 22%, Cultivos: 13%) 52+550 - 81+750: (Sin Cobertura: 33%, Estrato Herbáceo: 5%, Estrato Arbóreo: 48%, Rastrojo: 14%) 81+750 - 85+250: (Sin Cobertura: 52%, Estrato Herbáceo: 5%, Estrato Arbóreo: 38%, Rastrojo: 5%) 85+250 - 88+750: (Sin Cobertura: 22%, Estrato Arbóreo: 78%) 88+750 - 92+562: (Sin Cobertura: 49%, Estrato Arbóreo: 51%) 92+562 - 92+900: (Sin Cobertura: 85%, Estrato Arbóreo: 15 %)
Suelo congelado	NO APLICA
Tipo o Sistema de PC (ánodos, rectificadores, sectores, and mejoras)	0+000 - 36+972: URPC 1 (0+000) Manual. 48 V - 40 A. Cama Anódica: 13 Pares de Magnetita (2"3/8 x 28"3/8), separación 4,5 m. 1985. 36+972 - 92+850: URPC 2 (92+850) Automático. 60 V - 34 A. Cama Anódica: 15 Pares de Grafito (3" x 60"), separación 2,0 m. 1986.
Ubicación de los postes de ensayo	En promedio cada km
Criterio de evaluación de la PC	Entre septiembre 2007 y mayo de 2008 se ha cumplido el criterio de -850 mV. Antes de esta fecha no es posible establecer si se cumple el criterio.
Historia de mantenimiento de la PC	Registros incompletas
Años sin aplicación de PC	Registros incompletas
Tipo de recubrimiento (incluyendo las reparaciones)	Poliétileno Extruido: Cuerpo Tubería.
Tipo de recubrimiento en las juntas	Manguito Termoencogible: Juntas Soldadas.
Datos históricos de las inspecciones de PC	Inspección y toma de potenciales en las URPC. Registro desde el Inicio de operación. En promedio cada 35 días.

Atributo	Valores / Datos
Temperatura de operación del tubo	55 °F
Programas de monitoreo (PC y corrosión por cupones, patrullaje, registro de fugas, etc.)	Incluir tres recorridos terrestres, monitoreos de PC.
Históricos de reparaciones/registros - instalación de camisas metálicas/camisas de materiales compuestos, sitios de ubicación de las reparaciones	Reparaciones de reemplazo de tubería por daños por terceros voluntarios: 4+950, 5+890, 14+100, 47+410, 47+833, 67+250, 68+400, 68+511, 68+750, 77+950, 78+000, 78+150, 81+650, 81+770, 82+600, 82+650, 82+800, 83+700, 83+850, 84+250, 84+450.
Históricos de fugas y rupturas por corrosión externa	Ninguna
Evidencia de corrosión microbiológica (MIC)	No se tiene evidencia

De las siguientes variables no se tenía información: Ubicación de curvas o dobleces (incluyendo miter bends and arrugas por curvaturas), resistividad por el método de los 4 pines, niveles de interferencias por corrientes extrañas, fuentes, y ubicación, condición del recubrimiento, nivel de esfuerzos operacionales y fluctuaciones [En el pasado], reportes de inspección de la tubería en las excavaciones, datos de inspecciones anteriores realizadas sobre la superficie, datos de pruebas hidrostáticas o de presión y actividades anteriores relacionadas con la integridad - CIS, corridas ILI, etc.

Considerando la información que tenían disponible determinaron la viabilidad de la implementación de ECDA. Los tramos aéreos ubicados en estas abscisas: 1+851-1+973, 18+871-18+888, 19+143-19+170, 20+028-20+054, 20+356-20+374, 21+084-21+092, 21+780-21+810, 35+429-35+437, 77+654-77+662 no fueron incluidas en el ECDA. El tramo de tubería enterrada fue dividido en catorce regiones ECDA de acuerdo al tipo de suelo, humedad del suelo, sitios de atentados, cruces de carreteras pavimentadas y características especiales. Para para cada una de ellas definieron las técnicas de inspección indirecta a utilizar. En este punto se debe indicar que los cruces de vía pavimentados fueron considerados una región ECDA independiente y se planteó como técnica de inspección indirecta el PCM, pero como el mismo no se encontraba dentro del alcance del contrato no fue aplicado el ciclo completo de ECDA a la misma. En la Tabla 2 se muestran las regiones ECDA seleccionadas con la abscisa y característica relevante para su clasificación.

Tabla 2: Regiones ECDA

REGIÓN	LONGITUD (KM)	TÉCNICA DE INSPECCIÓN INDIRECTA	CARACTERÍSTICA Y TRAMOS DE LA REGIÓN
E1	17,474	CIS/ DCVG	Suelo arenoso de alta humedad. Abscisas 0-1+851, 1+973-4+011, 11+911-12+484, 12+491-14+111, 14+211-18+811, 33+111-35+429, 35+437-39+811.
E2	0,049	PCM	Cruce de carretera pavimentada. Abscisas: 12+484-12+491, 18+811-18+818, 20+595-20+602, 24+147-24+155, 47+500-47+508, 49+490-49+674, 92+340-92+348.
E3	22,092	CIS/ DCVG	Suelo arcilloso de alta humedad. Abscisas: 4+011-5+901, 6+001-11+911, 18+818-18+871, 18+888-19+143, 19+170-20+028, 20+054-20+356, 20+374-20+595, 20+602-21+084, 21+092-21+780, 21+810-24+147, 24+155-33+111.
E4	0,1	CIS/ DCVG	Suelo arcilloso de alta humedad con atentado sin incendio. 5+901-6+001
E5	0,1	CIS/ DCVG	Suelo arenoso de alta humedad con atentado sin incendio. 14+111-14+211
E6	10,765	CIS/ DCVG	Suelo arenoso y seco. Abscisas: 39+811-44+811, 72+811-77+076, 78+311-81+661.
E7	39,518	CIS/ DCVG	Suelo arcilloso y seco. Abscisas: 44+811-47+421, 47+508-47+941, 47+953-49+490, 49+674-68+261, 68+361-68+411, 68+861-72+811, 81+881-82+611, 82+911-83+711, 83+961-84+261, 84+561-92+340, 92+348-92+761
E8	0,079	CIS/ DCVG	Suelo Arcilloso con atentado con incendio. Abscisas: 47+421-47+500
E9	0,012	PCM	Suelo Arcilloso seco y lastrado. Abscisas: 47+941-47+953
E10	0,95	CIS/ DCVG	Suelo Arcilloso con atentado sin incendio. Abscisas: 68+261-68+361, 82+611-82+911, 83+711-83+961, 84+261-84+561
E11	0,450	CIS/ DCVG	Suelo arcilloso con atentado con incendio. Abscisas: 68+411-68+861.
E12	0,588	CIS/ DCVG	Suelo arenoso y seco. Zona de relleno sanitario. Abscisas: 77+076-77+654
E13	0,649	CIS/ DCVG	Suelo arenoso y seco con atentados sin incendio. Abscisas: 77+662-78+311
E14	0,200	CIS/ DCVG	Suelo arcilloso y seco con atentados sin incendio. Abscisas: 81+661-81+881

6.1.2 Inspecciones Indirectas:

Los resultados de la medición de potenciales poste a poste (CIS) e inspección de daño del recubrimiento (DCVG) y de la resistividad son mostrados de forma alineada del Gráfico 1 al Gráfico 4. En la inspección DCVG se encontraron 269 indicaciones, de las cuales 18 fueron anódicas/anódicas, 49 catódicas/anódicas, 200 catódicas/catódicas y 2 neutras/catódicas. En la inspección CIS se encontró que en el 99,5 % del trazado el potencial instant off es más electronegativo que -0,850 mV. Por último, la tubería está tendida en suelo de muy baja resistividad en el 1,1%, de baja resistividad en el 26,2%, de media resistividad en el 15,1%, de alta resistividad en el 19,9% y en terreno de muy alta resistividad el 41,5%.

El alineamiento lo realizaron con base en las coordenadas geográficas. Las indicaciones fueron categorizadas para cada medición como baja, moderada o severa de acuerdo con los lineamientos dados en la Tabla 3.

Tabla 3: Criterios de categorización inspecciones indirectas

CRITERIO DCVG		
%IR	Carácter	Severidad
1-35% *	//	Menor
35-50%	C/A	Moderado
50-100%	A/A**	Severo
* Los IR<35 se considerarán menor independiente del carácter		
** Los A/A de 1-50% se considerarán como severo		
CRITERIO CIS		
No más negativo que -0,850	ON/OFF	Severo
Más negativo que - 0,850	ON	Moderado
No más negativo que -0,850	OFF	
Más negativo que 0,850	ON/OFF	Menor
CRITERIO RESISTIVIDAD		
Ohm-cm	Severidad	
0-5000	Severa	
5000-25000	Moderada	
> 25000	Baja	

Gráfico 1: Resultados Inspecciones Indirectas (CIS, DCVG) y Resistividad KP 0+000 - 25+000

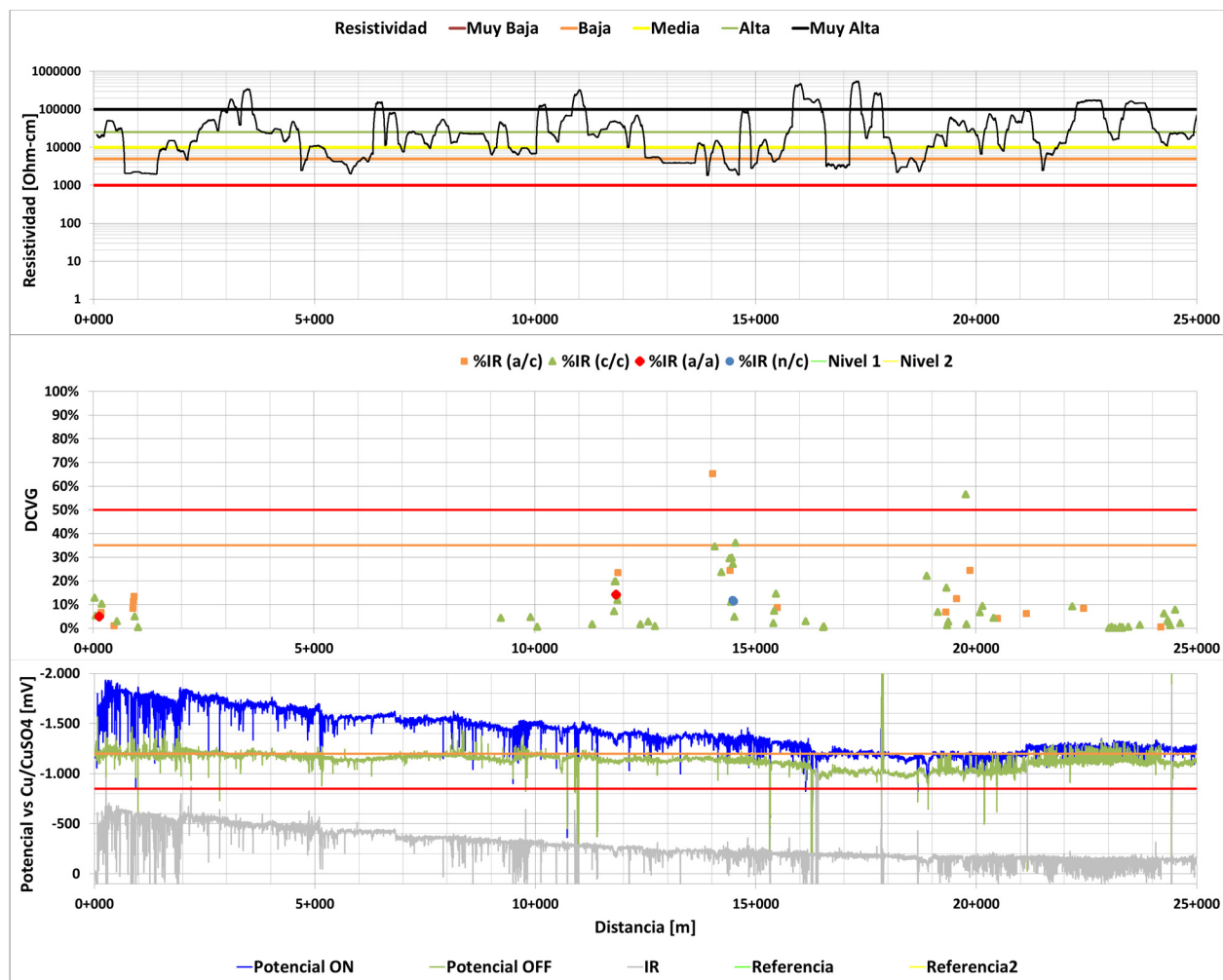


Gráfico 2: Resultados Inspecciones Indirectas (CIS, DCVG) y Resistividad KP 25+000 – 50+000

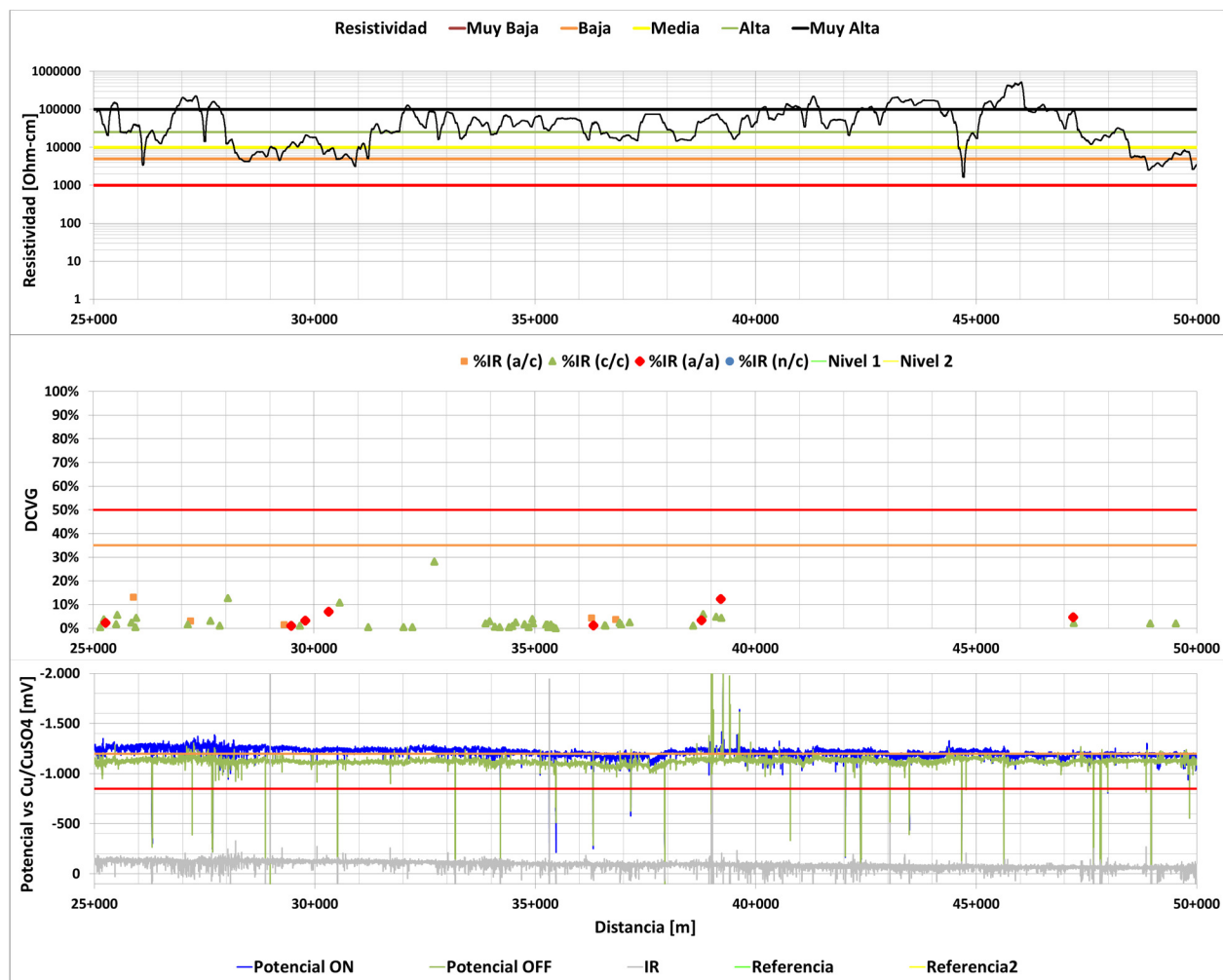


Gráfico 3: Resultados Inspecciones Indirectas (CIS, DCVG) y Resistividad KP 50+000 – 75+000

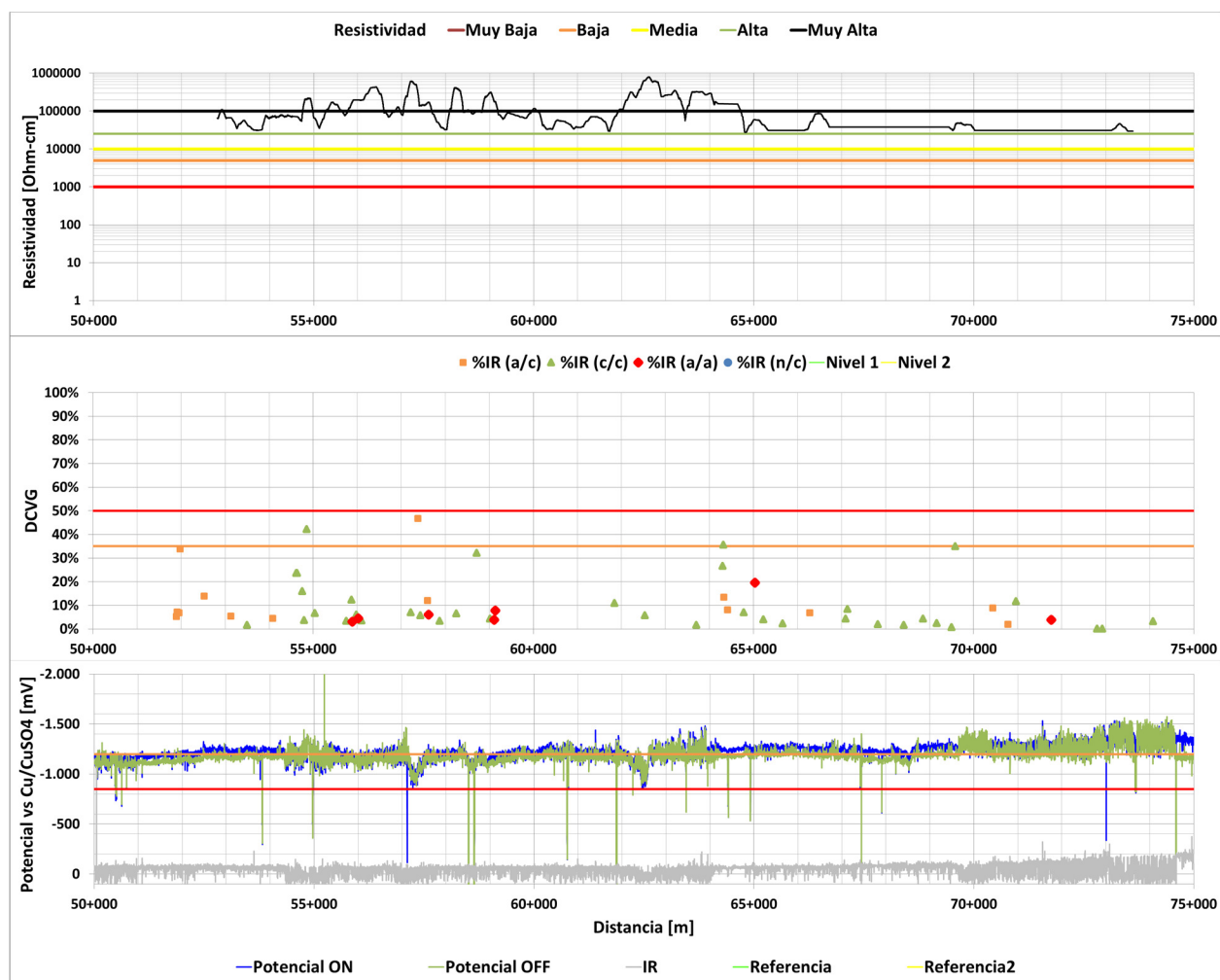
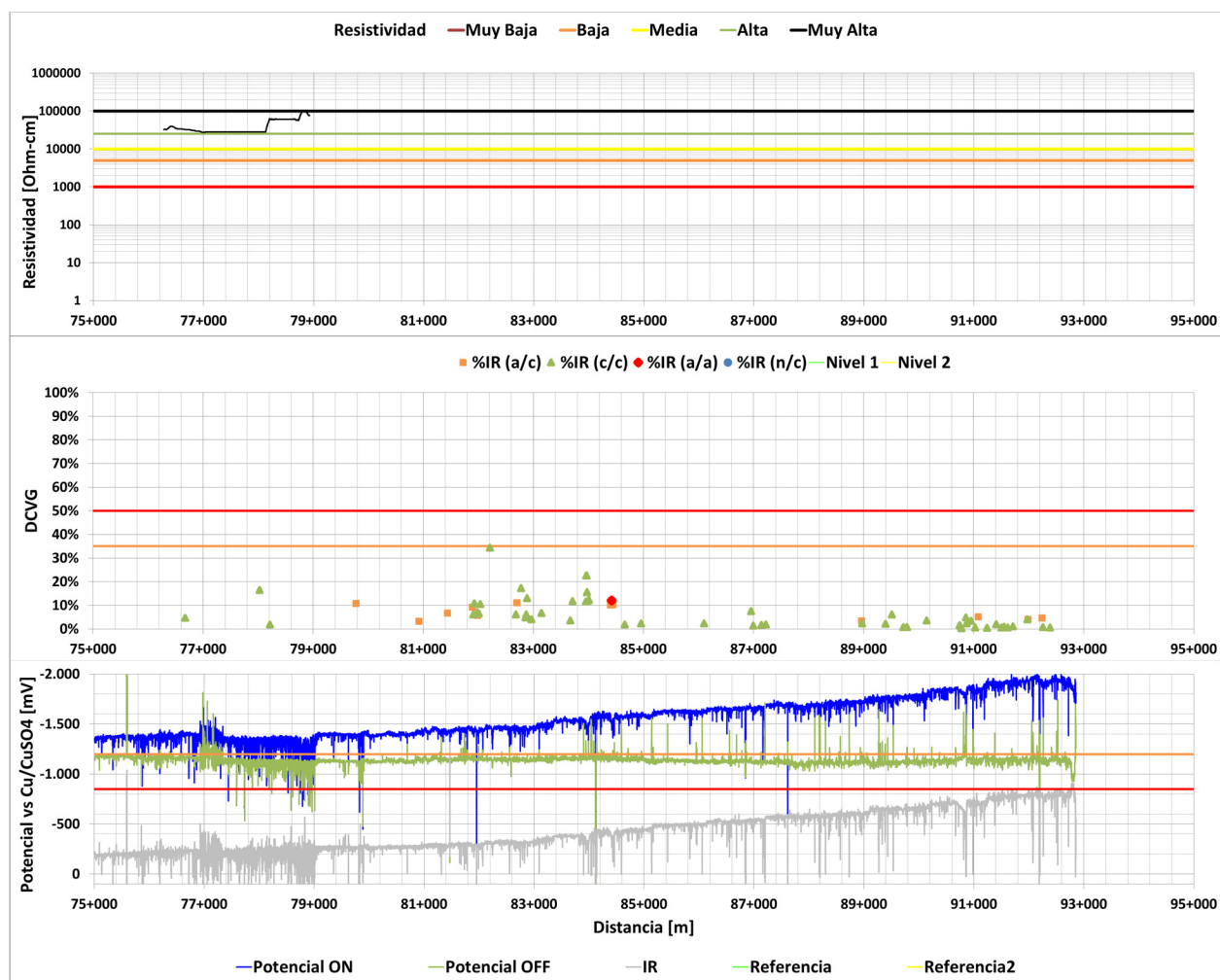


Gráfico 4: Resultados Inspecciones Indirectas (CIS, DCVG) y Resistividad KP 75+000 – 92+854



Posteriormente, calcularon una severidad total para cada indicación utilizando los criterios dados en la Tabla 4.

Tabla 4: Criterios de categorización de severidad total

CIS	S	S	S	S	S	S	S	S	S	M	M	M	M	M	M	M	M	M	B	B	B	B	B	B	B	B	B
DCVG/PCM	S	S	S	M	M	M	B	B	B	S	S	S	M	M	M	B	B	B	S	S	S	M	M	M	B	B	B
Resistividad	S	M	B	S	M	B	S	M	B	S	M	B	S	M	B	S	M	B	S	M	B	S	M	B	S	M	B
SEVERIDAD TOTAL	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	M	M	M	M	M	M	S	S	S	M	M	M	B	B	B

6.1.3 Inspecciones Directas

Todas las indicaciones fueron priorizadas en inmediatas (I), Programadas (II) y a monitorear (III) de acuerdo con los criterios de la Tabla 5 :

Tabla 5: Criterios de Priorización

Resistividad	Severidad de Daño			
	CIS y DCVG Severo	DCVG o CIS Severo	CIS/DCVG Moderado + DCVG/CIS Menor	CIS Y DCVG Menor
Severo	I	I	I	II
Moderado	I	I	II, I (Grupos)	III
Menor	I	II, I (Grupos)	III	III
Indeterminado	I	I	II	III
Atentados	I	I	I	III

Como resultado de la priorización se obtuvieron 9 indicaciones inmediatas (I), 88 programadas (II) y 179 a monitorear (III). Estas anomalías distribuidas por regiones ECDA se presentan en la Tabla 6. Las 9 indicaciones priorizadas como de atención inmediata son mostradas en la Tabla 7.

Tabla 6: Distribución de Indicaciones priorizadas por regiones ECDA

Región	Inmediatas	Programadas	A Monitorear
E1	2	22	40
E2	No realizado el PCM		
E3	3	3	55
E4	Ninguna Reportada		
E5	0	1	0
E6	0	5	23
E7	3	38	59
E8	Ninguna Reportada		
E9	No Aplica ECDA		
E10	1	16	0
E11	0	1	0
E13	0	0	2
E14	0	2	0
Total	9	88	179

Tabla 7: Indicaciones Prioridad I (Atención Inmediata)

ABSCISA	REGIÓN ECDA	SEVERIDAD CIS	SEVERIDAD DCVG	SEVERIDAD RESISTIVIDAD	SEVERIDAD TOTAL	Categoría de Priorización (I, II, III)
0+136	E1	MENOR	SEVERO	MODERADO	SEVERO	I
14+028	E1	MENOR	MODERADO	SEVERO	MODERADO	I
29+480	E3	MENOR	SEVERO	MODERADO	SEVERO	I
29+800	E3	MENOR	SEVERO	MODERADO	SEVERO	I
30+330	E3	MENOR	SEVERO	MODERADO	SEVERO	I
51+980	E7	MENOR	MODERADO	MODERADO	MODERADO	I
65+033	E7	MENOR	SEVERO	MODERADO	SEVERO	I
71+766	E7	MENOR	SEVERO	SEVERO	SEVERO	I
84+424	E10	MENOR	SEVERO	SEVERO	SEVERO	I

Como resultado de la aplicación de los siguientes criterios, definidos en la norma NACE SP502 del ECDA para la selección de los puntos de excavación, se escogieron 37 puntos que son presentados en la Tabla 8. Sin embargo por disponibilidad de presupuesto en el contrato se escogieron para inspección únicamente 18, que se encuentran sombreados en gris en esta misma tabla.

Inmediatas: Todas las indicaciones que son priorizadas como inmediatas requieren evaluación directa.

Programadas:

- En las regiones que presentaron indicaciones de acción programada y por lo menos había una indicación inmediata, se seleccionó para excavación la indicación programada en el lugar considerado más severo.
- En las regiones ECDA con indicaciones programadas y sin indicaciones inmediatas se debe priorizar según los resultados de las inspecciones directas, registros de históricos de corrosión y condiciones de corrosividad actual.

A Monitorear: Si una región sólo contiene indicaciones para ser monitoreadas, se requiere realizar una excavación en la indicación de mayor probabilidad de corrosión

Adicionalmente se debe realizar una excavación en la región donde se tiene determinada una mayor actividad de corrosión (datos históricos).

Tabla 8: Indicaciones seleccionadas para inspección directa

REGIÓN	LONGITUD (KM)	TOTAL EXCAVACIONES	ABSCISAS	CRITERIO
E1	17,474	5	0+117	Categoría inmediata (I) deben ser excavados
			14+009	Categoría inmediata (I) deben ser excavados
			14+410	Agrupación de indicaciones tipo II (Resistividad: 2962 ohm-cm)
			2+817	Sitio escogido al azar donde no existen indicaciones (cambio de la resistividad del suelo de 124058 a 51228 ohm-cm)
			14+212	Debe excavar en una Indicación tipo II seleccionada al azar de alta probabilidad de corrosión. (Resistividad 3393 ohm-cm)
E2	0,049	No se realizó el PCM		

REGIÓN	LONGITUD (KM)	TOTAL EXCAVACIONES	ABSCISAS	CRITERIO
E3	22,092	6	29+480	Indicación de acción inmediata. Debe ser excavada
			29+800	Indicación de acción inmediata. Debe ser excavada
			30+330	Indicación de acción inmediata. Debe ser excavada
			21+743	Excavación tipo II de mayor probabilidad de corrosión. (Resistividad 3819 ohm-cm)
			11+846	Excavación de indicación tipo II de alta probabilidad de corrosión (Resistividad 34292 ohm-cm)
			5+970	Sitio escogido al azar donde no hay indicaciones. Se seleccionó el sitio del atentado.
E4	0,1	Esta región desapareció y queda formando parte de la región E3		
E5	0,1	Esta región desapareció y queda formando parte de la región E1		
E6	10,765	4	77+073	La excavación se debe realizar en la indicación tipo II más severa (Resistividad 2011 ohm-cm)
			73+030	Excavación en sitio escogido al azar con alta probabilidad a la corrosión (Resistividad 1382 ohm-cm)
			74+930	Debe excavarse en sitio escogido al azar sin indicaciones. Se seleccionó sitio con resistividad de 2639 ohm-cm
			42+730	Excavar indicación tipo II en un sitio escogido al azar de alta probabilidad de corrosión (Resistividad 20106 ohm-cm)
E7	39,518	6	51+980	Las indicaciones tipo I deben excavarse.
			71+766	Las indicaciones tipo I deben excavarse.
			65+033	Las indicaciones tipo I deben excavarse.
			83+672	Se debe excavar en la indicación tipo II mas severa (Resistividad 1257 ohm-cm)
			69+600	Excavar en un sitio al azar donde no hay indicaciones. (Cerca a línea de alta tensión).
			90+148	Excavación al azar en indicación tipo II de alta probabilidad a la corrosión (Resistividad 1508 ohm-cm)
E8	0,079	La región desaparece y queda incluida en la región E7. La válvula ilícita no se tuvo en cuenta para ser excavada en la región E7 por su alta resistividad de terreno (16324 ohm.cm)		
E9	0,012	Tubería bajo concreto. No aplica ECDA. Debe inspeccionarse por otras técnicas		

REGIÓN	LONGITUD (KM)	TOTAL EXCAVACIONES	ABSCISAS	CRITERIO
E10	0,95	4	84+424	Todas las indicaciones inmediatas se deben excavar
			83+954	Excavar en la indicación más severa tipo II. (Resistividad del punto más cercano a esta indicación es 1257 ohm-cm)
			67+330	Excavar en un sitio escogido al azar donde no hay indicaciones (Sitio del atentado)
			82+883	Excavar en un punto seleccionado al azar de acción programada de mayor actividad a la corrosión. (Resistividad en el punto más cercano 1508 ohm-cm)
E11	0,45	4	68+846	Excavar en la indicación tipo II más severa.
			68+480	Excavar en un sitio escogido al azar que presente probabilidad a la corrosión alta (Sitio donde ocurrió el atentado).
			68+630	Excavar en un sitio escogido al azar donde no hay indicaciones.
			68+830	Seleccionada al azar y de tipo II con alta probabilidad de corrosión (Se selecciona el otro punto de atentado).
E12	0,588	4	77+130	Excavar en el punto de mayor actividad de corrosión (Resistividad 2010 ohm-cm)
			77+330	Excavar en un sitio escogido al azar con alta probabilidad de corrosión (resistividad 4900 ohm.cm).
			77+480	Excavar en un sitio escogido al azar sin indicaciones
			77+673	Excavar en el punto con mas actividad de corrosión
E13	0,649	4	78+023	Excavar una indicación tipo III donde la corrosión sea más probable (Resistividad mas cercana al punto es 1508 ohm.cm)
			78+030	Excavar en un sitio escogido al azar de alta probabilidad a la corrosión, corresponde a un punto de atentado.
			77+830	Excavar en un punto escogido al azar donde no hayan indicaciones (Resistividad 2011 ohm-cm)
			78+217	Excavar en la indicación tipo III de más alta probabilidad de corrosión.
E14	0,2	Esta región desaparece y queda incluida en E6. El atentado sin incendio en el 272+900 fue considerado para ser excavado en la región E6.		
NUMERO TOTAL DE EXCAVACIONES PROPUESTO		37		







Tabla 9: Resultados Inspección Directa

Abscisa	Región	Prioridad	Recubrimiento: polietileno extruido					Tubería					Tipo de indicación DCVG
			Observación	Espesor medido (mils)	Holiday	Estado	Área reparada (m²)	Espesor nominal (mils)	Espesor medido (mils)	Velocidad de corrosión (mpy)	Área asociada	Tipo corrosión	
0+117	E1	I	Canusa en mal estado desplazada	114,2	NO APRUEBA	REGULAR	0,525	469	449	0,839	Cordón de Soldadura	Generalizada	A/A Pequeño
14+009	E1	I	Tubería desnuda	114,8	NO APRUEBA	MALO	2,25	438	452	0,713	Cordón de Soldadura	Generalizada	A/C Grande
14+410	E1	II	Canusa en mal estado desplazada	98,6	NO APRUEBA	REGULAR	0,626	438	451	0,755	Cordón de Soldadura	Generalizada	A/C Mediano
21+743	E3	II	Canusa en mal estado desplazada	101,6	NO APRUEBA	MALO	0,647	438	424	0,587 Picadura: 8,96	Cordón de Soldadura	Muy Severa con picadura agrupada	C/C Pequeño
29+480	E3	I	Canusa con daños mecánico	106,6	NO APRUEBA	BUENO	0,75	469	454	0,63	Cordón de Soldadura	Generalizada sobre entalladura mecánica leve	A/A Pequeño
29+800	E3	I	Neopreno con daño mecánica	102,2	NO APRUEBA	BUENO	0,01	469	454	0,63	Lomo Superior Derecho	Generalizada sobre entalladura mecánica leve	A/A Pequeño
30+330	E3	I	Neopreno con daño mecánica	94,4	NO APRUEBA	BUENO	0,01	625	449	0,841	Lomo Superior Derecho	Generalizada sobre entalladura mecánica leve	A/A Pequeño
51+980	E7	I	Canusa desplazada	91,4	NO APRUEBA	REGULAR	0,45	625	604	0,883	Cordón de Soldadura	Moderada con picadura distribuida	A/C Mediano
65+033	E7	I	Daño mecánico en el polietileno	96	NO APRUEBA	MALO	0,09	625	612	0,547	Lomo Inferior Derecho	Generalizada sobre entalladura mecánica leve	A/A Mediano
67+330	E10	Sin Indicación	Polietileno en buen estado	94	APRUEBA	BUENO	Ninguna	625	No Medido	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Existe
68+846	E11	II	Parche conexión de Poste de PC desprendido	117,6	NO APRUEBA	MALO	0,6	625	607	0,755	Lomo Superior	Leve con picadura agrupada	C/C Pequeño
71+766	E7	I	Canusa desprendida	116	NO APRUEBA	BUENO	1,425	625	610	0,63	Cordón de Soldadura	Generalizada	A/A Pequeño

Abscisa	Región	Prioridad	Recubrimiento: polietileno extruido					Tubería					Tipo de indicación DCVG
			Observación	Espesor medido (mils)	Holiday	Estado	Área reparada (m²)	Espesor nominal (mils)	Espesor medido (mils)	Velocidad de corrosión (mpy)	Área asociada	Tipo corrosión	
73+030	E6	Sin Indicación	Polietileno en buen estado	88,8	APRUEBA	BUENO	Ninguna	625	No Medido	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Existe
77+073	E6	II	Rayaduras en el polietileno	90,8	NO APRUEBA	REGULAR	0,466	625	607	0,756	Lomo Superior Izquierda	Generalizada	No Existe
82+883	E10	II	Rayaduras en el Polietileno	95	NO APRUEBA	MALO		625	613	0,505	Lomo Izquierdo	Generalizada	C/C Pequeño
83+672	E7	II	Canusa en mal estado	126,6	NO APRUEBA	REGULAR	0,825	625	602	0,965	Cordón de Soldadura	Generalizada	C/C Pequeño
83+954	E10	II	Rayaduras en el Polietileno	90,9	NO APRUEBA	MALO	1,95	625	606	0,8	Lomo Superior	Generalizada	C/C Pequeño
84+424	E10	I	Rayaduras en el Polietileno	104,6	NO APRUEBA	MALO	0,719	625	618	0,295	Lomo Inferior Izquierdo	Generalizada sobre entalladura mecánica leve	A/A Pequeño

En la Tabla 10 se presentan los resultados de algunas de las inspecciones directas realizadas en puntos seleccionados con la metodología ECDA y en la Tabla 10 se muestra el registro fotográfico de algunas de las inspecciones.

Tabla 10: Registro fotográfico de inspecciones directas

PUNTO	ESTADO RECUBRIMIENTO	ESTADO METAL TUBERÍA
29+480		
65+033		
68+846		

PUNTO	ESTADO RECUBRIMIENTO	ESTADO METAL TUBERÍA
71+766		
82+883		

Como resultado de las inspecciones directas no se encontró corrosión significativa en la tubería y por lo tanto la velocidad de corrosión es muy baja, inferior a 1 mpy en todos los casos. Con base en estos resultados y de acuerdo con lo planteado en la metodología ECDA el resultado de las inspecciones mostró que no hay corrosión relevante en la tubería y que las indicaciones de mayor severidad fueron atendidas.

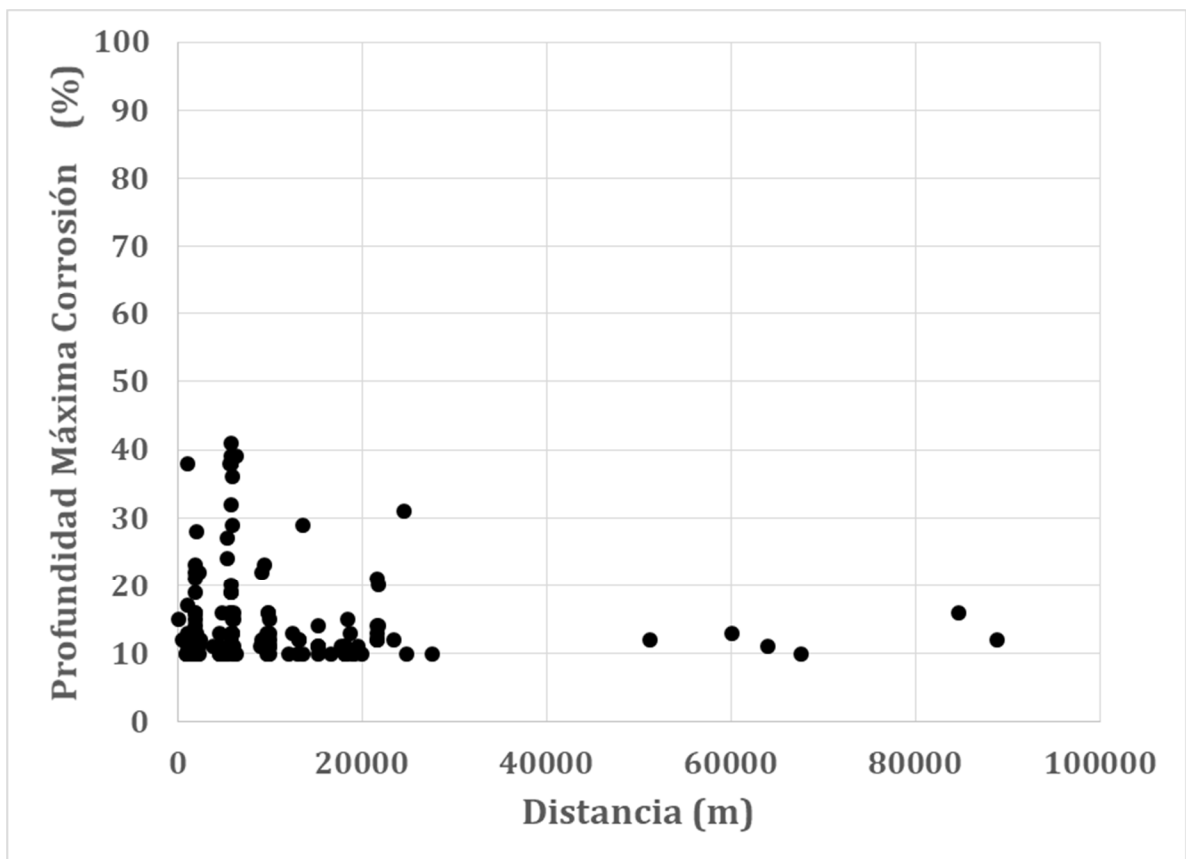
No obstante lo anterior, el estudio concluye que se deben programar la reparación de recubrimiento en los daños de mayor relevancia.

En virtud de que el estado de la tubería en todos los puntos inspeccionados fue de mínima corrosión y de acuerdo con la priorización dada se puede concluir con base en estos resultados que el estado de integridad de la tubería es excelente y para preservar el mismo se debe reparar el recubrimiento en donde tiene los daños de mayor IR y de carácter anódico/anódico y anódico catódico, y garantizar los mismos niveles de protección catódica.

6.2 Inspección con Vehículo Instrumentado (Fuga de Flujo Magnético – MFL)

Se realizó la inspección de la tubería utilizando la técnica de fuga de flujo magnético (MFL). Como resultado de la misma se encontraron 134 anomalías de corrosión exterior con una distribución en función de la profundidad del daño que se muestra en el Gráfico 5.

Gráfico 5: Profundidad de anomalías de corrosión exterior a lo largo del ducto



- Profundidad entre 20 y 30 %: 14
- Profundidad menor al 20 %: 111

Otro aspecto relevante es que el 94% de las anomalías de corrosión exterior están entre el kilómetro 0 y el kilómetro 25 y la totalidad de pérdidas de corrosión mayores al 17% están en este mismo sector.

6.3 Correlación inspección ECDA y MFL

Al comparar inicialmente los resultados de la inspección MFL con el ECDA se observa que las anomalías de corrosión está distribuido en las regiones ECDA así: E1: 43, E3: 71, E4: 1; E7: 6 y en un tramo aéreo: 13. Estos resultados muestran que la gran mayoría de las anomalías de corrosión exterior correspondientes al 85 % están en las regiones E1 y E3 que corresponden a suelos húmedos, primando los suelos arcillosos que tienen una mayor capacidad de absorber y mantener el agua retenida. Desde este punto de vista se puede considerar que la distribución en regiones ECDA en función del tipo de suelo y humedad del mismo es conveniente.

En segundo lugar la baja cantidad de anomalías ILI reportadas por la herramienta está en concordancia con los resultados del ECDA en el sentido de que la tubería en términos generales está en buen estado con ninguna o muy baja corrosión. Sin embargo, el hecho de que la herramienta haya arrojado un número significativo de anomalías con pérdidas de espesor mayor al 20% y no se hayan determinado ninguna de ellas como de atención inmediata por la metodología ECDA implica que se debe revisar a fondo porque estas indicaciones de mayor profundidad no fueron detectadas en la metodología ECDA como inmediatas.

El siguiente paso fue realizar la alineación de las indicaciones encontradas en ECDA con la distancia de registro de la inspección inteligente. A cada indicación ECDA se le asignó un nuevo valor de distancia, el cual corresponde a la que tiene la distancia de registro de la inspección inteligente con las mismas coordenadas de la indicación. Por ejemplo: La indicación tipo I (inmediata) encontrada en la distancia 0+136 tiene las coordenadas N 7°19'38,41" W 72°29'15,18", y el dato reportado por la inspección inteligente con la coordenada más cercana es el denominado por la inspección inteligente como 0+148 (N 7°19'38,39" W 72°29'15,02").

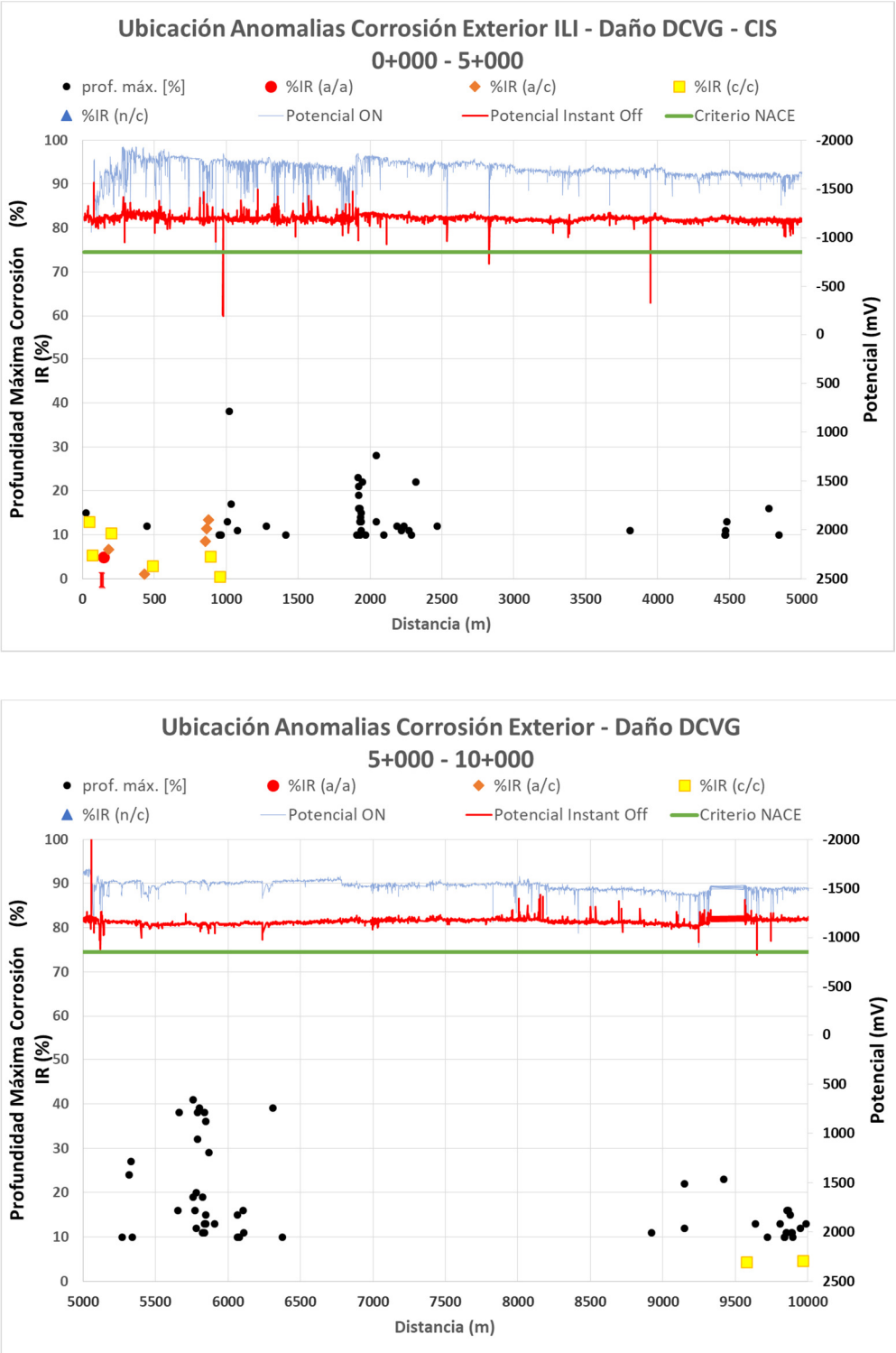
Igual ejercicio de correlación se realizó con los datos de la medición de potenciales paso a paso (On e instant off). El resultado de la alineación se muestra en la Gráfico 6. Para facilidad en la visualización se ha dividido el tramo de 91,84 km en 8 gráficas, la primera de 0 a 5 km, la segunda de 5 a 10 km, la tercera de 10 a 15 km y las siguientes de 15 a 20 km, 20 a 25 km, 30 a 40 km, 40 a 60 km, 60 a 80 km y 80 a 92 km.

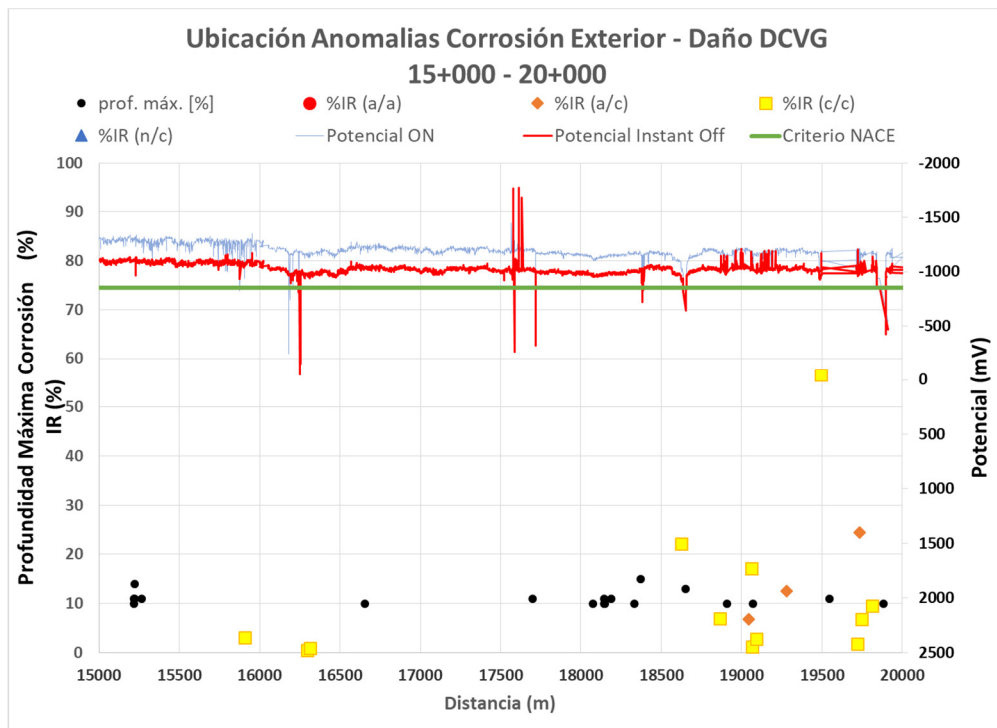
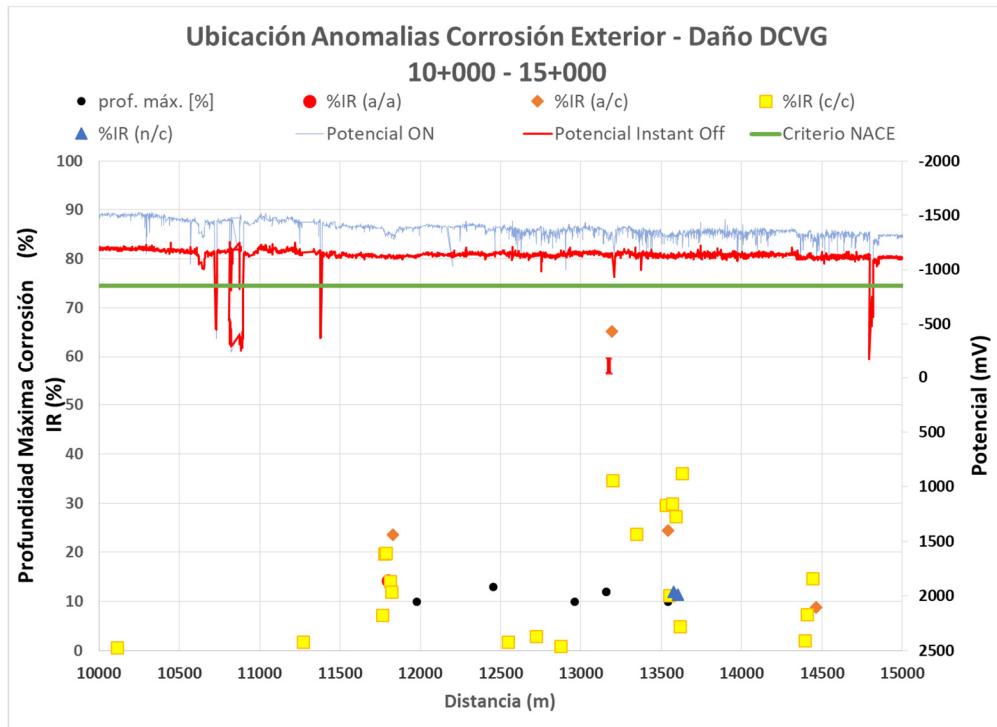
En las gráficas se muestran las anomalías de corrosión exterior como círculos de color negro con el valor de su profundidad máxima. Para cada indicación del ECDA que principalmente corresponde a daños del recubrimiento detectados por el DCVG se grafica el porcentaje IR y se utiliza para cada carácter una figura diferente: anódico/anódico (a/a), anódico/catódico (a/c), catódico/catódico (c/c) y neutro/catódico (n/c). Adicionalmente, se ha graficado contra el eje secundario los valores de potencial On e instant Off.

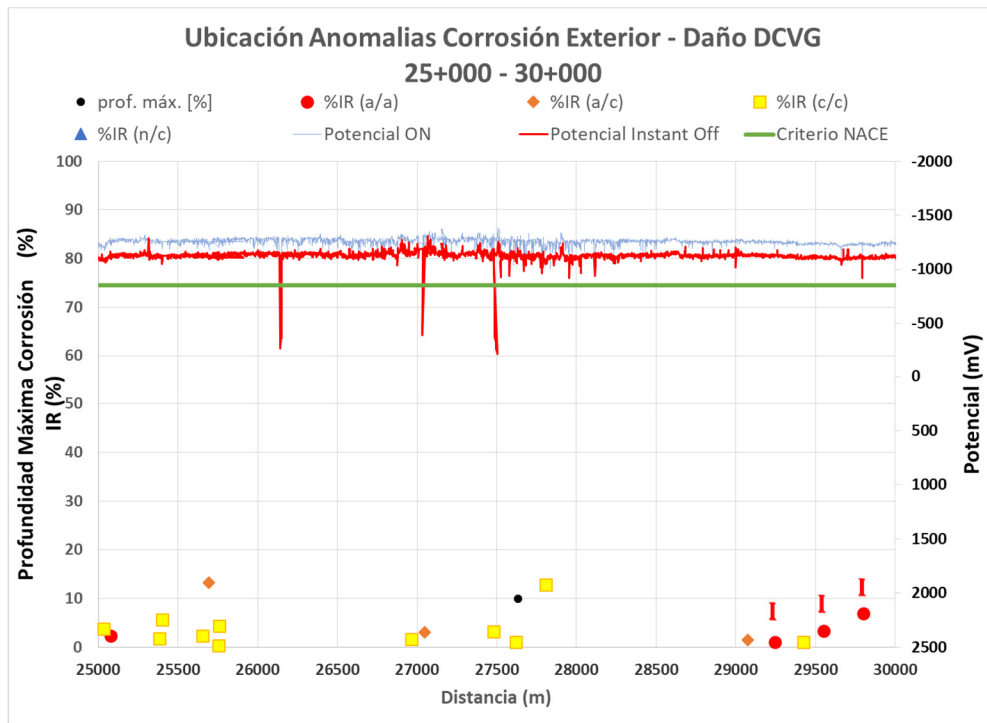
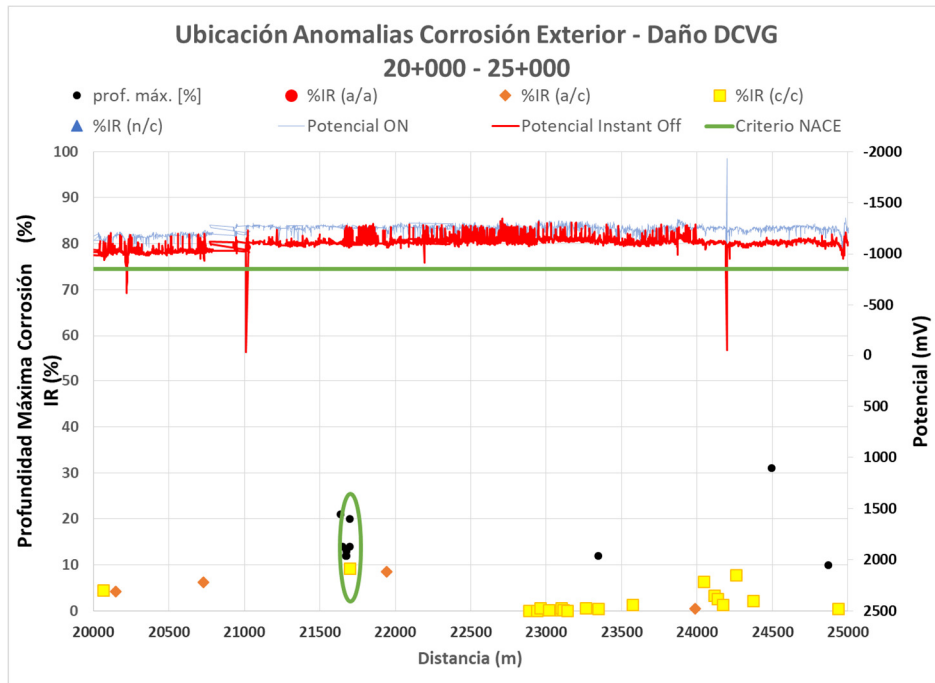
La correlación de las 134 anomalías ILI con las 276 indicaciones ECDA presentadas en las gráficas muestra que solo hay dos anomalías de corrosión que corresponden a indicaciones ECDA. Lo anterior nos muestra que la corrosión no se ha generado en donde se detectaron los daños de recubrimiento por la técnica de DCVG. El otro resultado relevante es que todos los puntos con daños de corrosión presentan niveles de protección catódica que cumple el criterio de -850 mV planteada en la norma NACE SP502.

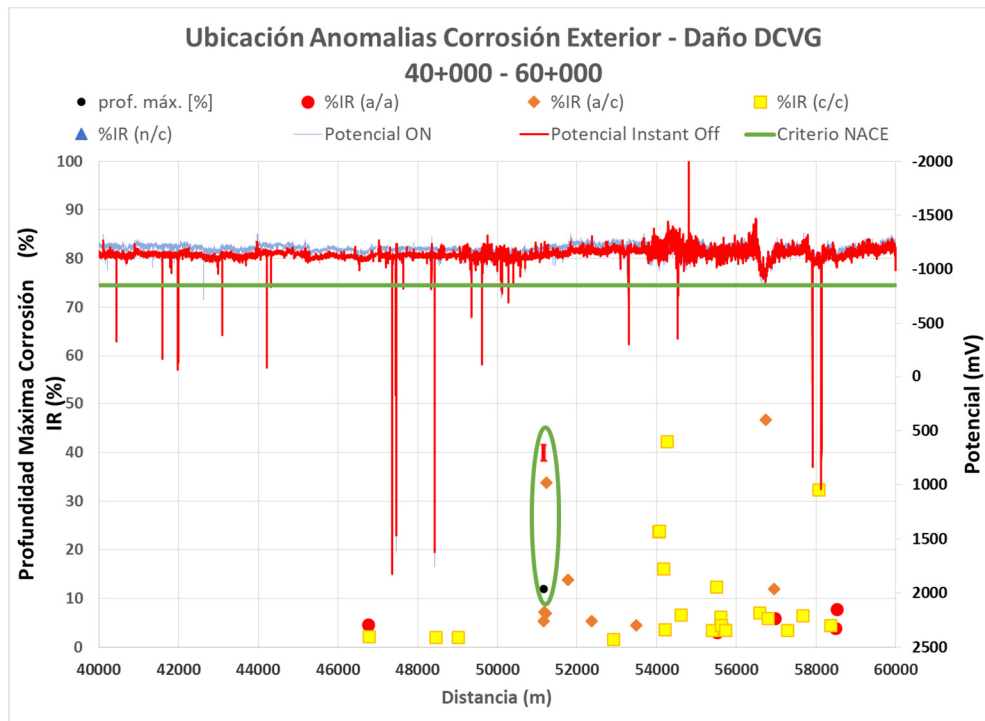
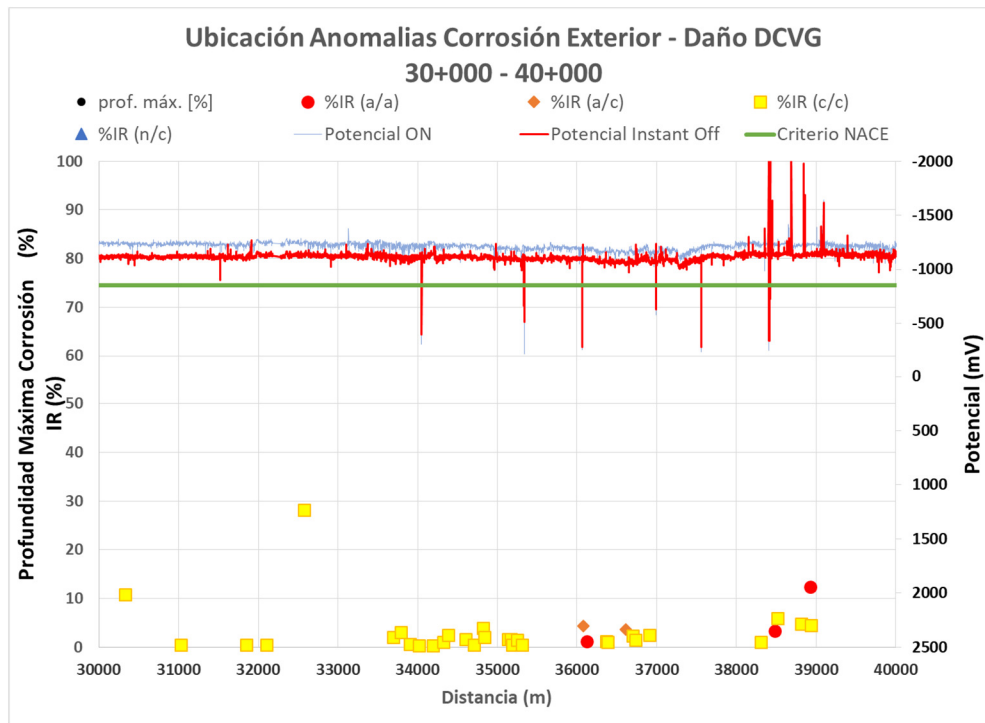
Para realizar el análisis se debe establecer cuál es la morfología del daño, para lo cual revisaremos los resultados de inspecciones directas realizadas a las anomalías de corrosión exterior encontradas en la inspección ILI 2009. Lo primero que se observa de los resultados de la inspección directa es que todas las corrosiones se encuentran en el área de la unión de soldadura entre los tubos. En esta área no se tiene como recubrimiento el polietileno extruido sino manguitos termoencogibles. En todos estos puntos no se reportaron daños de recubrimiento de DCVG en el 2008 y los valores de potenciales CIS cumplían los criterios en estos sectores.

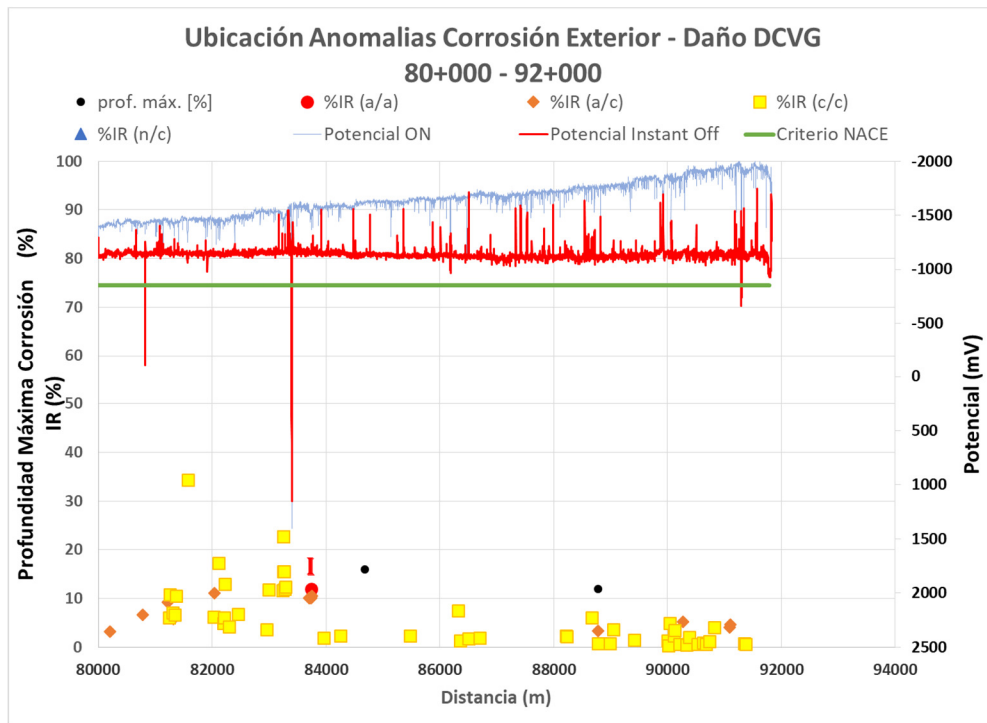
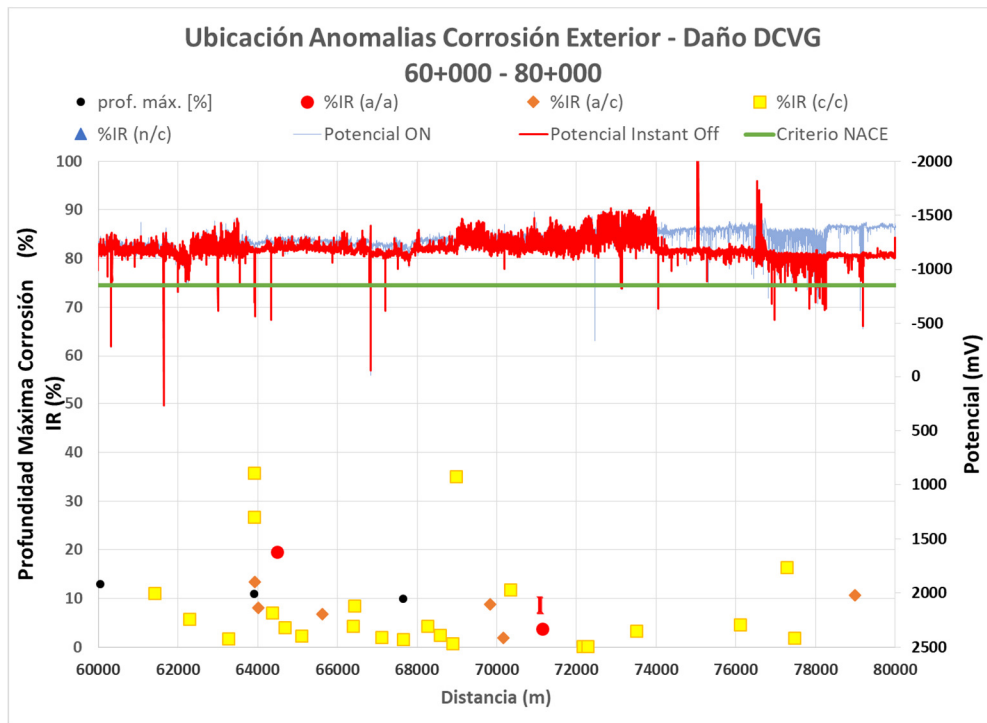
Gráfico 6: Alineación de anomalías ILI, daños DCVG y potenciales de PC











En la Tabla 11 se muestran los valores de profundidad, largo y ancho obtenidos durante las inspecciones realizadas entre 2010 y 2014 de anomalías de corrosión exterior reportadas por el ILI y también los valores medidos por esta herramienta.

Tabla 11: Resultados Inspección directa anomalías ILI

Distancia	ILI 2009			Año de Inspección	Campo		
	Profundidad (%)	Largo (mm)	Ancho (mm)		Profundidad (%)	Largo (mm)	Ancho (mm)
1006	13	58	56	2014	33	250	505
1022	38	192	863	2010	40	215	1100
1036	17	180	111	2010	21	140	ND
5644	NR	NR	NR	2013	19	12	9
5655	16	83	218	2013	38	253	811
5664	38	280	145	2013	49	300	480
5759	41	149	507	2013	48	190	1028

En estos puntos se observa que la corrosión está en el área de la unión soldada bajo el manguito termoencogible. Además, se observa que en la zona debajo del polietileno extruido no hay corrosión y la tubería está en perfecto estado. Registro fotográfico de esta morfología de daño se muestra a partir de la Fotografía 1.

Fotografía 1: 1+006



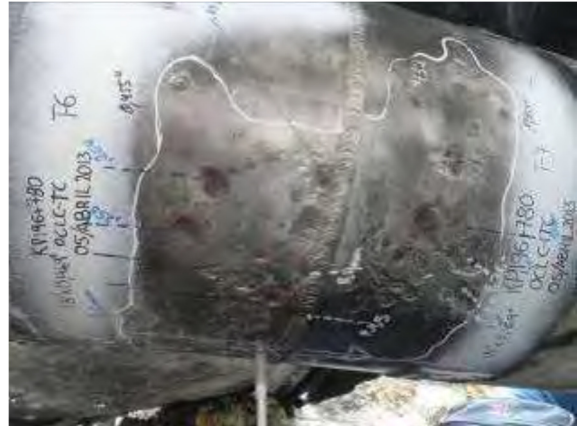
Fotografía 2: 1+022



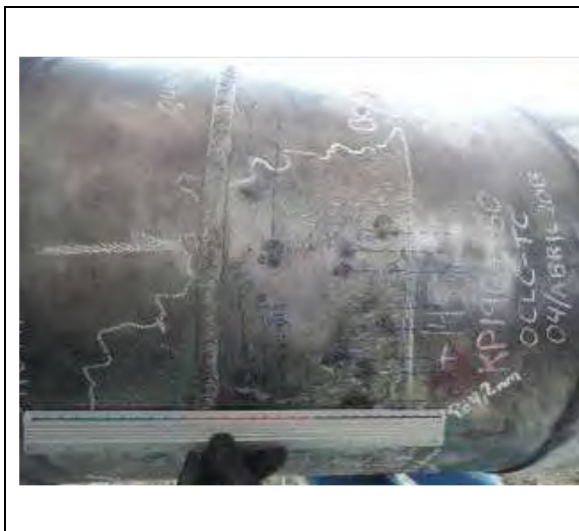
Fotografía 3: 5+597



Fotografía 4: 5+664



Fotografía 5: 5+655

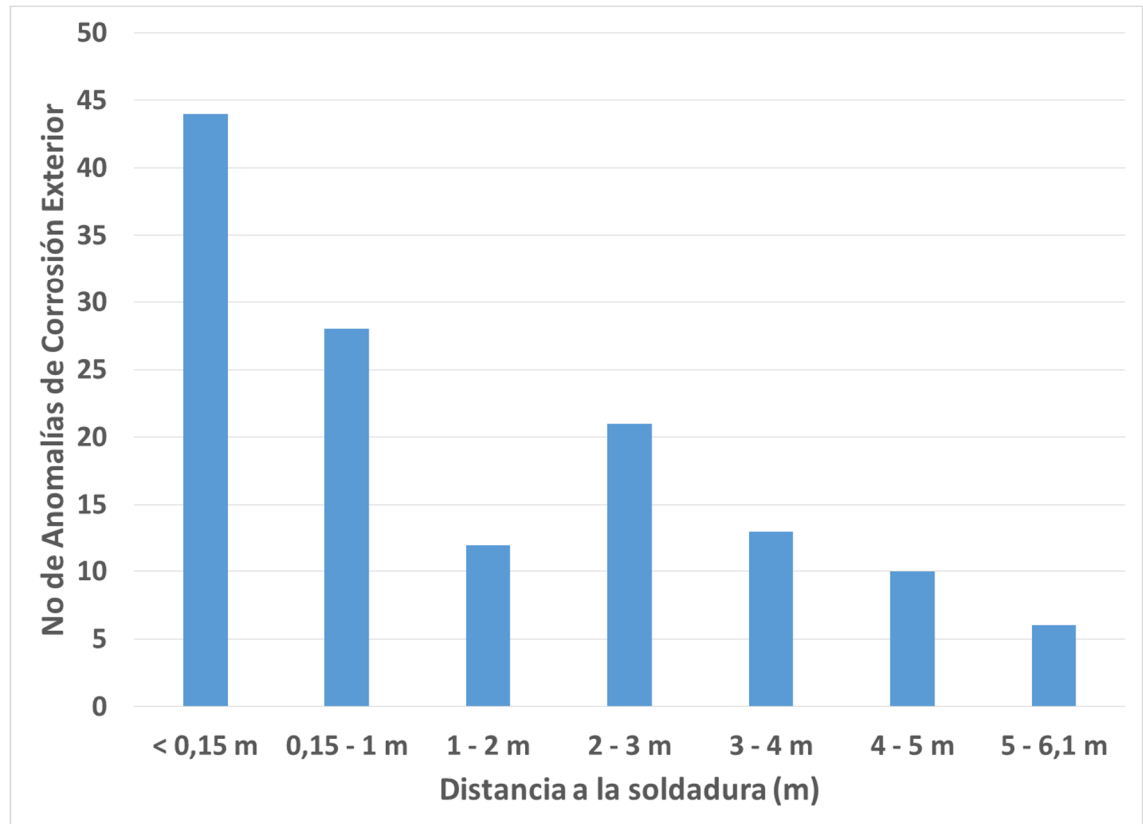


Fotografía 6: 5+759



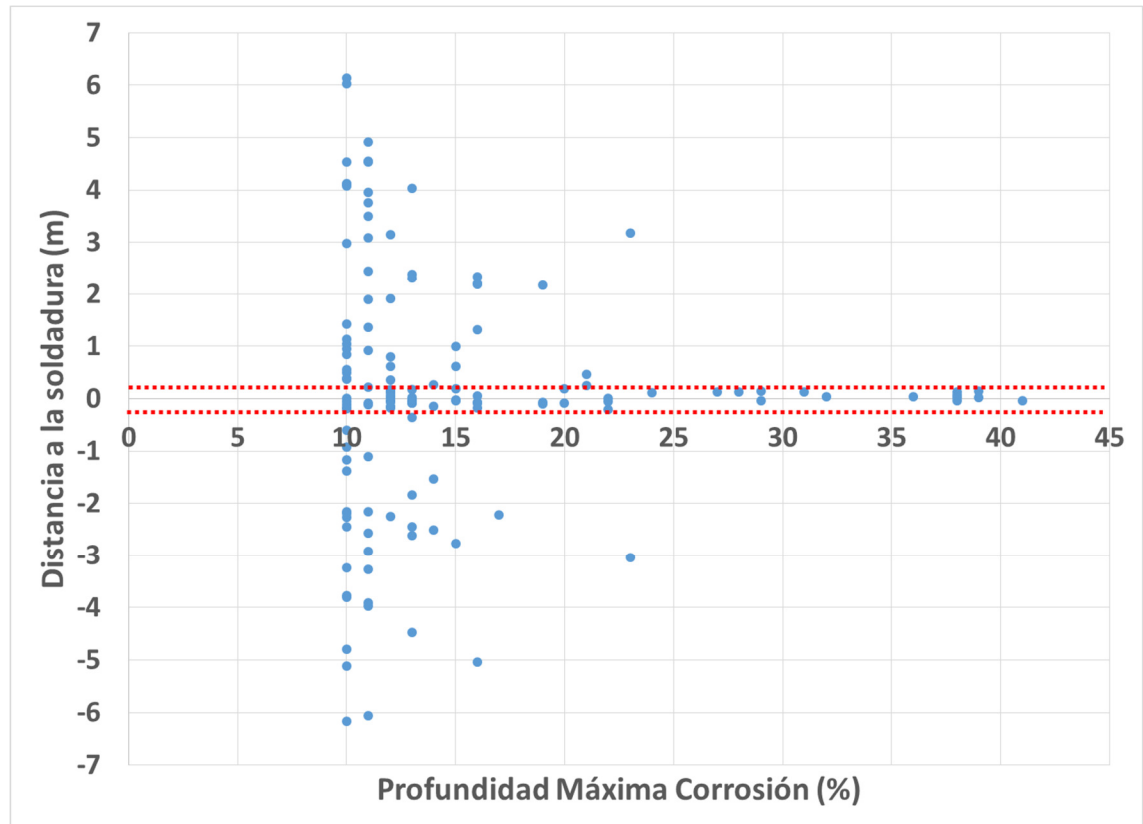
Con base en lo anterior, se requiere verificar si esta misma morfología de daño se observa en todas las anomalías ILI. Para lo cual se determina la distribución de las anomalías de corrosión encontrada con respecto a la distancia de la junta más cercana. En el Gráfico 7 se observa que el 33% de las anomalías están a menos de 15 cm de la junta que es la distancia que normalmente cubre el manguito termoencogible. Luego el 21% está entre 0,15 m y 1 m. A distancias mayores de la unión soldada las anomalías están entre el 7 y el 16 %.

Gráfico 7: Distribución de anomalías de corrosión exterior en función de la distancia a la junta



Por otro lado, al graficar la profundidad de la corrosión en función de la distancia de la soldadura se encuentra que prácticamente las anomalías de corrosión con profundidades mayores o iguales al 20% se encuentran a 15 cm de la junta soldada que corresponde a la zona de presencia del manguito termoencogible. Otro punto que refuerza la relación entre el manguito termoencogible y la corrosión encontrada es que las 28 anomalías de corrosión ubicadas a una distancia máxima de 15 cm de la junta presentan longitudes menores a 30 cm.

Gráfico 8: Distribución de la profundidad de la corrosión en función de la distancia a la junta



Al revisar en la bibliografía no encuentre documentación de este tipo de daño, y por lo tanto se requiere realizar una búsqueda mas exhaustiva o realizar un diseño experimental para confirmar como es el mecanismo de daño. Se podría pensar que la corrosión en esta situación se da porque el agua entra en el adhesivo del manguito termoencogible y forma una especie de coloide que permite que el acero bajo el manguito se corra. El cátodo para esta reacción es alguna zona desnuda de la tubería que se encuentre en un punto cercano. En este coloide se produce el intercambio iónico con el suelo, pero la corriente de la protección catódica no fluye a través de él por tener una resistividad mucho más alta que la del suelo. Este proceso se vería acelerado en suelos de alta humedad y preferiblemente arcillosos. Lo cual es consistente con lo observado en la distribución de anomalías para las diferentes regiones ECDA.

6.4 VALIDACIÓN ECDA

Con base en el análisis realizado se llega a los siguientes resultados:

1. La distribución de regiones ECDA basado en tipo de suelo y humedad mostró una correlación con la distribución de anomalías de corrosión exterior reportadas con el ILI.
2. La tubería presenta una corrosión bajo manguitos termoencogibles que por ser este elemento de alta resistencia dieléctrica no permite que la protección catódica y se produce una corrosión diferencial en donde el ánodo es el metal que se encuentra bajo el manguito termoencogible.
3. Como no hay flujo de corriente a través de la interfase manguito termoencogible y metal, y por lo tanto no hay daño en el manguito, no es posible determinar estos puntos como daño en el recubrimiento con la técnica de DCVG.
4. De igual manera como no hay fuga de corriente no se evidencia caídas de potencial en estos puntos y las mediciones de potencial por la técnica CIS no pueden indicar que hay una despolarización de la tubería debajo del manguito termoencogible.
5. La metodología ECDA no consideró este mecanismo de daño y por lo tanto no revisó una metodología de inspección indirecta que permitiera ubicar todos estos puntos con susceptibles a la corrosión exterior. Las técnicas de DCVG y CIS no son las adecuadas para la evaluación de este tipo de daño de corrosión exterior.
6. También se observó que este mecanismo de daño no se presentó a lo largo de todo el trazado del ducto. Es un mecanismo de daño que se presentó en las regiones E1 y E3, que corresponde a suelos con alta humedad.
7. Como las técnicas de inspección indirecta no fueron adecuadas para estas regiones ECDA, la metodología ECDA no fue efectiva para validar la condición de integridad de la tubería en las regiones E1 y E3.
8. En el caso de las regiones ECDA E6, E7, E8 y E10 si fue efectiva la metodología ECDA, ya que concluyó que la tubería presentaba un bajo nivel de corrosión y eso fue corroborada por la inspección inteligente.

9. Para las regiones ECDA E11, E12 y E13 no pudo evaluarse la efectividad de la metodología ECDA porque no se realizaron las inspecciones directas requeridas por la misma.
10. Con respecto a la implementación de la metodología ECDA en las regiones E1 y E3 se puede decir que para la zona correspondiente al cuerpo de la tubería fue capaz de predecir la baja corrosividad de la tubería, la dificultad y el desacierto estuvo fue en la zona de uniones de los tubos.

7 CAPITULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La metodología ECDA aplicada en el oleoducto no fue efectiva en la valoración de la integridad de la tubería por corrosión externa las regiones E1, E3, E4 y E5.
2. La metodología ECDA aplicada en el oleoducto fue efectiva en la valoración de la integridad de la tubería por corrosión externa las regiones E6, E7, E8 y E10.
3. La densidad de anomalías detectadas por el ILI en cada región ECDA fue consistente con la estructuración de las regiones ECDA basado en el tipo de suelo y la humedad del mismo.
4. Las inspecciones indirectas de CIS y DCVG, seleccionadas en la metodología ECDA, fueron efectivas para indicar los puntos de mayor susceptibilidad a la corrosión en las regiones E6, E7, E8 y E10.
5. Las inspecciones indirectas de CIS y DCVG, seleccionadas en la metodología ECDA, no fueron efectivas para indicar los puntos de mayor susceptibilidad a la corrosión en las regiones E1 y E3.
6. Las técnicas de inspección indirecta de CIS y DCVG no sirven para determinar las zonas de mayor potencial de corrosión para el mecanismo de daño de corrosión bajo manguitos termoencogibles.
7. En las regiones E1 y E3 se presenta un mecanismo de daño de corrosión bajo manguitos termoencogibles para el cual la metodología ECDA no es aplicable.
8. En la evaluación de integridad por corrosión externa para las regiones E1 y E3 no fue consistente el resultado de la metodología ECDA con el resultado de la evaluación de integridad con vehículo instrumentado de MFL.
9. En la evaluación de integridad por corrosión externa para las regiones E6, E7, E8 y E3 fue consistente el resultado de la metodología ECDA con el resultado de la evaluación de integridad con vehículo instrumentado de MFL.
10. Se recomienda llevar a cabo un diseño experimental para establecer el mecanismo de daño de la corrosión que se evidencio bajo los manguitos termoencogibles en el presente estudio.

8 BIBLIOGRAFÍA E INFOGRAFÍA.

American Petroleum Institute, API. STD 1160 Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. 2013

Cosham, A. and Hopkins P. A New Industry Document Detailing Best Practices In Pipeline Defect Assessment. Fifth International Onshore Pipeline Conference Amsterdam, The Netherlands, December 2001.

Kim, Y. G., Won D. S., Song H. S., 2008. Validation of external corrosion direct assessment with inline inspection in gas transmission pipeline. In: 2008 NACE Corrosion Conference & Expo. Paper 08136.

Kishawy, H.A., Gabbar, H.A., 2010. Review of pipeline integrity management practices. Int. J. Press. Vessels Pip. 87 (7), 373–380.

National Association Corrosion Engineer, NACE SP 502 Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology. 2010

Reid, R.G. and Segall, S. M. 2005. Results from an ECDA plan. In 2005 NACE Corrosion Conference & Expo. Paper 05184.

Segall, S. M. and Shore, J. 2015. Lessons learned during 10 years of ECDA Application. In 2015 NACE Corrosion Conference & Expo. Paper 5601.

The American Society of Mechanical Engineers. ASME B31.8S Managing System Integrity of Gas Pipelines. 2012.

